Deutscher Bundestag **Drucksache 19/26640**

19. Wahlperiode 05.02.2021

Unterrichtung

durch die Bundesregierung

Achter Monitoring-Bericht „Die Energie der Zukunft“

Zugeleitet mit Schreiben des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie vom 2. Dezember 2020 gemäß gemäß § 63 Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes i. V. m. § 98 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes.

Bildnachweis
Titel:
iStock / CharlieChesvick / S. 1 links
iStock / AdrianHancu / S. 1 Mitte
iStock / wmaster890 / S. 1 rechts
iStock / ivansmuk / S. 2 links
iStock / Shinyfamily / S. 2 Mitte
iStock / Petmal / S. 2 rechts
GettyImages / Westend61 / S. 3 links
iStock / simpson33 / S. 3 Mitte
iStock / alvarez / S. 3 rechts
iStock / VioNettaStock / S. 4 links
iStock / adventtr / S. 4 Mitte
Adobe Stock / BillionPhotos.com / S. 4 rechts

Adobe Stock
fovito / S. 127, slavun / S. 107

iStock
4X-image / S. 213, acilo / S. 187, AdrianHancu / S. 18,
CharlieChesvick / S. 226, dvoevnore / S. 156, Eachat / S. 49,
Pinkypills / S. 199, RossHelen / S. 67, ThomasVogel / S. 173,
urfinguss / S. 8, vansmuk / S. 90, Zocha_K / S. 141

Inhalt

Zentrale Botschaften des 8. Monitoring-Berichts 4

1. Einleitung 8

2. Ziele der Energiewende und Indikatoren für das Monitoring 11
   2.1 Zielarchitektur zur Energiewende 14
   2.2 Indikatoren und Bewertungsschema 15

3. Energiewende im europäischen und internationalen Kontext 18
   3.1 Europäische Energie- und Klimapolitik 21
   3.2 Klimaschutz im Europäischen Emissionshandel und unter der europäischen Lastenteilung 35
   3.3 Internationale Energiepolitik 41

Teil I: Quantitative Ziele der Energiewende 48

4. Erneuerbare Energien 49
   4.1 Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch 51
   4.2 Erneuerbare Energien im Stromsektor 52
   4.3 Erneuerbare Energien im Wärmesektor 55
   4.4 Erneuerbare Energien im Verkehrssektor 56
   4.5 Wesentliche bisherige Maßnahmen 57

5. Energieverbrauch und Energieeffizienz 67
   5.1 Primärenergieverbrauch und Primärenergieproduktivität 70
   5.2 Endenergieverbrauch und Endenergieproduktivität 72
   5.3 Stromverbrauch und Stromeffizienz 75
   5.4 Wesentliche bisherige Maßnahmen 76

6. Gebäude und Wärmewende 90
   6.1 Gebäuderelevanter Energieverbrauch 93
   6.2 Nicht erneuerbarer Primärenergieverbrauch (Primärenergiebedarf) 96
   6.3 Sanierung und Investitionen im Gebäudesektor 97
   6.4 Wesentliche bisherige Maßnahmen 100
   6.5 Wärmewende 105

7. Verkehr 107
7.1 Energieverbrauch im Verkehrssektor 109
7.2 Alternative Kraftstoffe und innovative Antriebstechnologien 112
7.3 Verlagerung auf umweltfreundliche Verkehrsträger 113
7.4 Wesentliche bisherige Maßnahmen 115

8. Treibhausgasemissionen 127
8.1 Gesamte Treibhausgasemissionen 129
8.2 Energiebedingte Treibhausgasemissionen 132
8.3 Durch erneuerbare Energien vermiedene Treibhausgasemissionen 133
8.4 Treibhausgasemissionen und Wirtschaftsleistung 136
8.5 Wesentliche bisherige Maßnahmen 136

Teil II: Ziele und Rahmenbedingungen der Energiewende 140

9. Kraftwerke und Versorgungssicherheit 141
9.1 Kraftwerke 143
9.2 Versorgungssicherheit 146
9.3 Ausstieg aus der Kernenergie 151
9.4 Kohleausstieg 151
9.5 Wesentliche bisherige Maßnahmen 153

10. Bezahlbare Energie und faire Wettbewerbsbedingungen 156
10.1 Letztverbraucherausgaben für Energie 158
10.2 Bezahlbare Energie für private Haushalte 163
10.3 Bezahlbare Energie für die Industrie 165
10.4 Bezahlbare Energie für eine wettbewerbsfähige Wirtschaft 169

11. Umweltverträglichkeit der Energieversorgung 173
11.1 Ausgangslage 174
11.2 Wasser, Boden und Luft 176
11.3 Rohstoff- und Flächennutzung 178
11.4 Natur und Landschaft 179
11.5 Gesundheitseffekte 182
11.6 Wesentliche bisherige Maßnahmen 184

12. Netzinfrastruktur 187
12.1 Ausbau der Übertragungsnetze 189
12.2 Ausbau der Stromverteilernetze 191
12.3 Netzinvestitionen und Netzentgelte 191
12.4 Stabilität und Qualität der Stromnetze 193
12.5 Wesentliche bisherige Maßnahmen 195

13. Sektorkopplung und Digitalisierung der Energiewende 199
13.1 Sektorkopplung – Integration der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr 200
13.2 Digitalisierung der Energiewende 205

14. Energieforschung und Innovationen 213
14.1 Forschung und Entwicklung 215
14.2 Innovative Energietechnologien 222

15. Investitionen, Wachstum und Beschäftigung 226
15.1 Investitionen 228
15.2 Wachstum 230
15.3 Beschäftigung 233

16. Maßnahmenübersicht 236

Quellen- und Literaturverzeichnis 279

Abkürzungsverzeichnis 286

Zentrale Botschaften des 8. Monitoring-Berichts

Die Bundesregierung verfolgt mit der Energiewende anspruchsvolle Ziele. Mit ihr gestaltet Deutschland seine Energieversorgung nachhaltig und entwickelt neue Wertschöpfungspotenziale für den Wirtschafts- und Industriestandort. Dabei sind und bleiben Wirtschaftlichkeit, Sicherheit und Umweltverträglichkeit die Leitkriterien der Energieversorgung.

Die Energiewende ist kein nationaler Alleingang. Sie ist vielmehr eingebettet in die europäische Energiepolitik und findet weltweit statt. Eine erfolgreiche Energiewende muss daher auch global und ganzheitlich gedacht werden. Die Bundesregierung setzt bei ihren Maßnahmen auf Marktprozesse, um die Energiewende im Rahmen der gesetzten Ziele technologieoffen und kosteneffizient umzusetzen.

Die Europäische Union (EU) insgesamt ist grundsätzlich auf Kurs, ihre Energie- und Klimaziele für das Jahr 2020 zu erreichen. Mit Blick auf die Treibhausgasreduktion haben sowohl die Sektoren, die unter das Europäische Emissionshandelssystem (EU-ETS) fallen, als auch die Nicht-ETS-Sektoren auf EU-Ebene ihre jeweilige Zielvorgabe von 21 Prozent bzw. 10 Prozent weniger Emissionen bereits erfüllt. Auf EU-Ebene hat insbesondere das Legislativpaket „Saubere Energie für alle Europäer“ erfolgreich die Weichen für die Energiewende in Europa und in Deutschland gestellt. Das Paket trat 2019 in Kraft. Es setzt ambitionierte Ziele für das Jahr 2030 und darüber hinaus. Mit dem von der EU-Kommission Ende 2019 vorgeschlagenen „Green Deal“ soll Europa bis 2050 der erste klimaneutrale Kontinent werden bei gleichzeitiger Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit.

Der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch lag im Jahr 2019 bereits bei 42,0 Prozent. Nachdem schon 2017 die Zielmarke des EEG 2012 von mind. 35 Prozent überschritten worden war, wurde in 2019 bereits der Zielkorridor des EEG 2017 für 2025 von 40 bis 45 Prozent erreicht. Motor der erneuerbaren Stromerzeugung war die Windenergie. Wind an Land und auf See trugen in 2019 mit rund 52 Prozent mehr als die Hälfte zur gesamten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bei. Durch den starken Zuwachs an Wind-, aber auch PV-Stromerzeugung in den Jahren 2018 und 2019 wurde insbesondere Strom aus Kohlekraftwerken verdrängt.

Der Primärenergieverbrauch ist im Jahr 2019 um 2,6 Prozent gegenüber dem Vorjahr gesunken. Damit fiel der Energieverbrauch in Deutschland auf den niedrigsten Stand seit Anfang der 1970er Jahre. Zu dieser Entwicklung trugen weitere Verbesserungen bei der Energieeffizienz und Verschiebungen im Energiemix bei. Trotz der bislang erreichten jährlichen Reduktionen von durchschnittlich 1 Prozent seit 2008 wird das Einsparziel für 2020 (minus 20 Prozent) nicht mehr erreicht werden. Im Hinblick auf die mittel- bis langfristigen Energie- und Klimaziele

wurde im Jahr 2019 die Energieeffizienzstrategie 2050 (EffSTRA) beschlossen. Diese Strategie legt ein Energieeffizienzziel 2030 fest und bündelt sowie konkretisiert die dafür notwendigen Maßnahmen in den Nachfragesektoren in einem fortgeschriebenen Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE 2.0).

Der Endenergieverbrauch im Gebäudesektor ist im Jahr 2019 um 4,2 Prozent gegenüber dem Vorjahr gestiegen. Seit 2008 ist er durchschnittlich um 1 Prozent pro Jahr gesunken. Das Einsparziel für 2020 (minus 20 Prozent) wird damit nicht erreicht werden können. Im Jahr 2020 wurde die Langfristige Renovierungsstrategie für öffentliche und private Gebäude beschlossen. Sie beinhaltet einen Fahrplan für den nationalen Gebäudebestand mit Indikatoren und indikativen Meilensteinen zur Erreichung der langfristigen Energie- und Klimaziele und zeigt Wege und Anreize zur Sanierung des nationalen Gebäudebestandes auf.

Die Wärmewende in den Sektoren Gebäude und Industrie ist ein wichtiges Element der Energiewende. Neben Energieeffizienz und dem direkten Einsatz von erneuerbaren Energien werden auch Strom aus erneuerbaren Energien, Quartiersansätze, die Nutzung von Abwärme, grünes Gas oder Biomasse sowie Wärme- und Stromspeicher eine bedeutende Rolle bei der Wärmewende spielen, sei es bspw. durch die Nutzung in Wärmepumpen oder bei der Herstellung von grünem Wasserstoff.

Der Endenergieverbrauch im Verkehr entwickelte sich im Jahr 2019 mit einem Anstieg um 1,1 Prozent gegenüber dem Vorjahr und 7,2 Prozent gegenüber dem Basisjahr 2005 weiterhin gegenläufig zu dem Einsparziel für 2020 (minus 10 Prozent). Erhebliche weitere Anstrengungen sind erforderlich, um so schnell wie möglich eine Trendumkehr einzuleiten. Zur Reduzierung der im Verkehrssektor emittierten Treibhausgase tragen die Elektrifizierung der Fahrzeugantriebe bzw. die Nutzung alternativer Kraftstoffe und die Stärkung des öffentlichen bzw. Schienenverkehrs bei.

Die Treibhausgasemissionen sind im Jahr 2019 um 5,4 Prozent gegenüber dem Vorjahr und damit um 35,1 Prozent gegenüber dem Referenzjahr 1990 gesunken. Die Covid-19-Pandemie wird den positiven Trend der letzten Jahre weiter verstärken in Richtung Zielerreichung im Jahr 2020 (Minderung um mindestens 40 Prozent gegenüber 1990).

Das am 14. August 2020 in weiten Teilen in Kraft getretene Kohleausstiegsgesetz setzt die energiepolitischen Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (KWSB) von 2019 im Wesentlichen um. Es enthält unter anderem Regelungen zur Reduzierung und Beendigung der Stein- und Braunkohleverstromung bis spätestens 2038. Deutschlands Stromversorgung ist auch vor dem Hintergrund des Ausstiegs aus der Kernenergie und der

Kohleverstromung sicher. Die Energienachfrage in Deutschland ist jederzeit gedeckt, so dass ein hohes Maß an Versorgungssicherheit gewährleistet ist. Dazu trägt auch der europäische Strommarkt bei. Das Kohleausstiegsgesetz wird flankiert vom Strukturstärkungsgesetz Kohleregionen, mit dem die strukturpolitischen Empfehlungen der KWSB für eine nachhaltige und in die Zukunft gerichtete Strukturentwicklung in den vom Kohleausstieg betroffenen Regionen vorangebracht werden sollen.

Die Bezahlbarkeit von Energie für private Haushalte und die Wirtschaft gehört zu den Leitkriterien bei der Umsetzung der Energiewende. Insbesondere Strom muss für alle Letztverbraucher bezahlbar und für die deutsche Industrie wettbewerbsfähig bleiben. Deshalb ist die Bundesregierung bestrebt, die Energiewende so kosteneffizient wie möglich zu gestalten. So sank die EEG-Umlage im Jahr 2018 von 6,88 auf 6,79 ct/kWh und im Jahr 2019 weiter auf 6,41 ct/kWh. Im Jahr 2020 betrug diese 6,76 ct/kWh. Durch Einnahmen aus der nationalen CO_2-Bepreisung und Zuschüsse aus dem Konjunktur- und Zukunftspaket wird die EEG-Umlage im Jahr 2021 auf 6,5 ct/kWh und im Jahr 2022 auf 6,0 ct/kWh gesenkt. Die Strompreise für Haushaltskunden blieben im Jahr 2018 annähernd konstant und stiegen im Jahr 2019 um 3,2 Prozent. Für Industriekunden, die nicht unter Entlastungsregelungen fallen, sind die Strompreise im Jahr 2018 um 2,7 Prozent und im Jahr 2019 um 4,4 Prozent gestiegen. Ursache waren vor allem die höheren Kosten für Beschaffung und Vertrieb, die marktgetrieben sind und sich dem staatlichen Einfluss entziehen.

Die Letztverbraucher gaben im Jahr 2019 insgesamt mehr für Endenergie aus als im Vorjahr. Jedoch sank im Vorjahresvergleich der Anteil der Endenergieausgaben gemessen an der Wirtschaftsleistung. Mit 6,5 Prozent erreichte er sogar den niedrigsten Wert seit 2002. Denn der Anstieg des Energieverbrauchs wurde durch den Anstieg des nominalen Bruttoinlandsprodukts überkompensiert.

Für ein Gelingen der Energiewende müssen erneuerbare Energien und Stromnetzkapazitäten noch besser synchronisiert und der Netzausbau beschleunigt werden. Im Jahr 2019 wurde ein vorausschauendes Controlling eingeführt und das Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus (NABEG-Novelle) beschlossen. Diese Novelle vereinfacht und beschleunigt Planungs- und Genehmigungsverfahren für Neubau, Verstärkung und Optimierung von Netzen durch den partiellen Verzicht auf die Bundesfachplanung, stärkt das Anzeigeverfahren und schafft die Möglichkeit zur vorausschauenden Planung durch Verlegung von Leerrohren.

Sektorkopplung, Digitalisierung und die Energieforschung sind weitere Schlüssel zu einer erfolgreichen Energiewende. Die volkswirtschaftlich effiziente Integration von Strom-, Wärme- und Verkehrssektor leistet einen zunehmenden Beitrag zur Dekarbonisierung und zur Steige-

rung der Energieeffizienz sowie zur weiteren Flexibilisierung des Energiesystems. In einem komplexen System mit zahlreichen, heterogenen Akteuren auf Angebots- und Nachfrageseite ermöglicht die Digitalisierung deren intelligente Vernetzung und damit eine Steuerung von Erzeugung und Verbrauch.

Angesichts der Schlüsselfunktion der Energieforschung für eine erfolgreiche Energiewende wurden Forschung und Entwicklung in den Jahren 2018 und 2019 mit jeweils über 1 Milliarde Euro gefördert. Dabei wird die Energieforschung zunehmend systemisch ausgerichtet. Ein neuer Fokus liegt auf dem Technologie- und Innovationstransfer durch Reallabore der Energiewende, die in 2020 u. a. mit einem Wasserstoff-Projekt gestartet sind.

Die Energiewende ist eine Modernisierungsstrategie, die umfangreiche Investitionen am Wirtschaftsstandort Deutschland auslöst – vor allem bei energetischen Gebäudesanierungen, in der Stromversorgung und bei der Umstellung auf E-Mobilität. Die Energiewende gibt damit Impulse für mehr Wachstum und Beschäftigung in Deutschland. Die Energiewende hilft, Innovations- und neue Marktpotenziale zu erschließen, und bietet so innovativen Geschäftsmodellen große Chancen. Dazu trägt auch die Digitalisierung der Energiewende bei. Bestimmte Industriebereiche und Geschäftsmodelle stehen vor einem Strukturwandel, den die Bundesregierung unterstützend begleitet.

Auch unter den schwierigen Bedingungen der Covid-19-Pandemie bleibt die Bundesregierung bei der Energiewende auf Kurs. So gehen zusätzliche Wachstums- und Innovationsimpulse für die Wirtschaft von den energiewirtschaftlichen Elementen des Konjunktur- und Zukunftspakets von Juni 2020 aus (z. B. durch die Nationale Wasserstoffstrategie, die Ausweitung projektbezogener Forschung und die Aufstockung des CO_2-Gebäudesanierungsprogramms).

Vom Handel mit neuen, innovativen Energietechnologien profitieren viele deutsche Unternehmen. So wurden im Jahr 2018 beispielsweise Anlagen und Komponenten zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wert von etwa 10,5 Milliarden Euro exportiert. Die weltweit steigende Nachfrage nach ausgereiften Erneuerbare-Energien-Anlagen und Energieeffizienz-Technologien verbessert die Chancen weiter. Immer wichtiger werden dabei auch internationale Energiekooperationen, die politischen Austausch fördern und Wirtschaftsaktivitäten flankieren.

1. Einleitung



Der Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ überprüft, inwieweit die gesteckten Ziele der Energiewende mit Blick auf eine wirtschaftliche, sichere und umweltverträgliche Energieversorgung erreicht und welche Maßnahmen dazu umgesetzt werden. Die deutsche Energiewende ist dabei eingebettet in die europäische Energiewende mit ihren anspruchsvollen Zielen (siehe Kapitel 2 und 3). Der Monitoring-Prozess liefert die Grundlage, um bei Bedarf nachsteuern zu können. Drei Aufgaben stehen im Mittelpunkt:

Überblick: Der Monitoring-Prozess gibt einen faktenbasierten Überblick über den Fortschritt bei der Umsetzung der Energiewende. Dazu wird die Vielzahl der verfügbaren energiestatistischen Informationen auf ausgewählte Kenngrößen (Indikatoren) verdichtet und aufbereitet.

Evaluation: Im Rahmen der jährlichen Monitoring-Berichte wird anhand des Status quo bewertet, inwieweit die Ziele aus dem Energiekonzept der Bundesregierung erreicht werden und wie die Maßnahmen wirken. Bei absehbaren Zielverfehlungen schlagen im dreijährigen Rhythmus zusammenfassende Fortschrittsberichte aufgrund einer mehrjährigen Datenbasis Maßnahmen vor, um Hemmnisse zu beseitigen und die Ziele zu erreichen.

Ausblick: Der Monitoring-Prozess richtet sein Augenmerk auch auf die absehbare weitere Entwicklung wichtiger Kenngrößen. Dazu machen alle drei Jahre die Fortschrittsberichte verlässliche Trends erkennbar. Die im Bericht genannten noch umzusetzenden Maßnahmen werden im Rahmen der geltenden Haushalts- und Finanzplanungsansätze der Ressorts unter Vorbehalt der Verfügbarkeit der notwendigen Haushaltsmittel umgesetzt.

Als Kernstück des Monitoring-Prozesses liefert der jährliche Monitoring-Bericht neue Fakten zur Energiewende. Der vorliegende 8. Monitoring-Bericht dokumentiert den Stand der Energiewende für die Jahre 2018 und 2019 und bewertet den Fortschritt bei der Erreichung der 2020-Ziele.

Eingebettet in den europäischen und internationalen Zusammenhang (Kapitel 3), fasst Teil I den aktuellen Stand bei der Umsetzung der quantitativen Ziele der Energiewende in folgenden Themenfeldern zusammen:

- Fortschritte beim Ausbau der erneuerbaren Energien (Kapitel 4)
- Entwicklung von Energieverbrauch und Energieeffizienz (Kapitel 5) mit dem Fokus auf die drei Handlungsfelder Strom, Wärme und Verkehr
- Energiepolitische Ziele und Maßnahmen im Gebäudesektor (Kapitel 6) und im Verkehrssektor (Kapitel 7)
- Entwicklung der Treibhausgasemissionen (Kapitel 8)

Teil II widmet sich weiteren Zielen und Rahmenbedingungen der Energiewende:

- Entwicklung des Kraftwerksbestands im Hinblick auf die Versorgungssicherheit, insbesondere vor dem Hintergrund des Ausstiegs aus der Kernenergie und der Kohleverstromung (Kapitel 9)
- Bezahlbarkeit von Energie für private Haushalte und Unternehmen (Kapitel 10)
- Umweltverträglichkeit der Energieversorgung (Kapitel 11)
- Netzinfrastruktur (Kapitel 12)
- Sektorkopplung und Digitalisierung der Energiewende (Kapitel 13)
- Energieforschung und Innovationen (Kapitel 14)
- Wirkungen der Energiewende auf Investitionen, Wachstum und Beschäftigung (Kapitel 15)

Am Ende des Berichts beschreibt eine tabellarische Übersicht den Umsetzungsstand der entsprechenden Maßnahmen (Kapitel 16). Weitere Verzeichnisse erläutern die enthaltenen Quellen- und Literaturangaben bzw. die verwendeten Abkürzungen.

Eine Kommission aus unabhängigen Energie-Experten begleitet den Monitoring-Prozess. Auf wissenschaftlicher Grundlage nimmt die Expertenkommission zu den Monitoring- und Fortschrittsberichten der Bundesregierung Stellung. Vorsitzender der Expertenkommission ist Prof. Dr. Andreas Löschel (Universität Münster). Weitere Mitglieder sind Frau Prof. Dr. Veronika Grimm (Universität Erlangen-Nürnberg), Frau Prof. Dr. Barbara Lenz (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt) und Prof. Dr. Frithjof Staiß (Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg). Die Stellungnahmen der Expertenkommission werden zusammen mit den Monitoring- und Fortschrittsberichten auf der Internetseite des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) veröffentlicht.

Der Monitoring-Prozess trägt durch die Steigerung der Transparenz zur Akzeptanz der Energiewende bei. Mit einer kontinuierlichen Berichterstattung veröffentlicht die Bundesregierung zentrale Daten zur Energiewende. Der Dialog mit der Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ fördert den Austausch mit Vertretern der Wissenschaft. Auf diese Weise können gemeinsam Lösungen und Strategien für die zentralen Handlungsfelder der Energiewende erarbeitet werden.

2. Ziele der Energiewende und Indikatoren für das Monitoring

Mit der Energiewende baut Deutschland die Energieversorgung von fossilen und nuklearen Energieträgern auf erneuerbare Energieträger schrittweise um. Kompass für die Energiewende – und damit Grundlage des Monitorings – sind das Energiekonzept der Bundesregierung, ergänzende Beschlüsse des Bundestages und europäische Vorgaben. Die nationalen Ziele stehen dabei im Einklang mit den auf EU-Ebene beschlossenen anspruchsvollen Zielen. Das energiepolitische Zieldreieck aus Bezahlbarkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit bleibt zentrale Richtschnur der deutschen Energiepolitik.

Die EU-Ziele werden in Kapitel 3 näher beleuchtet. Die Senkung der Treibhausgasemissionen in Deutschland ist eingebettet in einen europäischen Rahmen. So hat sich die EU verpflichtet, ihre Emissionen bis zum Jahr 2020 um 20 Prozent gegenüber dem Jahr 1990 zu senken. Wesentliche Instrumente dafür sind das Europäische Emissionshandelssystem (EU-ETS) für die Sektoren Industrie, Energiewirtschaft und innereuropäischer Luftverkehr sowie die Lastenteilung in den übrigen Sektoren. Während das Ziel für die EU-ETS-Sektoren nicht auf Mitgliedstaaten aufgeteilt wird, ist das Minderungsziel für die Nicht-ETS-Sektoren entsprechend der EU-Lastenteilungsentscheidung in nationale Ziele für jeden Mitgliedstaat unterteilt. Danach hat sich Deutschland verpflichtet, seine Emissionen in diesen Sektoren bis zum Jahr 2020 um 14 Prozent gegenüber dem Jahr 2005 zu senken (siehe Kapitel 3).

Tabelle 2.1: Ziele auf europäischer und internationaler Ebene

EUROPA INTERNATIONAL	Einen verlässlichen europäischen und internationalen Rahmen für mehr Klimaschutz, erneuerbare Energien und Energieeffizienz schaffen.

Teil I des Monitoring-Berichts untersucht die quantitativen Ziele der Energiewende. Wie Tabelle 2.2 zeigt, reichen diese bis zum Jahr 2050, zum Teil mit Zwischenschritten für die Jahre 2020, 2030 und 2040.

Tabelle 2.2: Quantitative Ziele der Energiewende und Status quo (2018, 2019)

	2018	2019	2020	2030	2040	2050
TREIBHAUSGASEMISSIONEN						
Treibhausgasemissionen (ggü. 1990)*	-31,5 %	-35,1 %	mindestens -40 %	mindestens -55 %		Treibhausgas-neutralität
ERNEUERBARE ENERGIEN						
Anteil am Bruttoendenergieverbrauch	16,8 %	17,4 %	18 %	30 %	45 %	60 %
Anteil am Bruttostromverbrauch	37,8 %	42,0 %	mindestens 35 %	65 %**		***
Anteil am Wärmeverbrauch	14,8 %	14,7 %	14 %			
EFFIZIENZ UND VERBRAUCH						
Primärenergieverbrauch (ggü. 2008)	-8,7 %	-11,1 %	-20 %	-30 % → -50 %		
Endenergieproduktivität (2008 – 2050)	1,6 % pro Jahr	1,4 % pro Jahr	2,1 % pro Jahr			
Bruttostromverbrauch (ggü. 2008)	-4,2 %	-6,9 %	-10 % → -25 %			
Nicht erneuerbarer Primärenergieverbrauch Gebäude (bzw. Primärenergiebedarf) (ggü. 2008)	-26,0 %	-23,6 % → -55 %				
Wärmebedarf Gebäude (ggü. 2008)	-14,4 %	-10,9 %	-20 %			
Endenergieverbrauch Verkehr (ggü. 2005)	6,1 %	7,2 %	-10 % → -40 %			

Quelle: Eigene Darstellung BMWi 09/2020

* Die angegebenen Ziele für die Jahre 2020, 2030, 2040 und 2050 stellen die derzeit bestehenden, politischen Treibhausgasminderungsziele Deutschlands dar.

** Ziel nach Klimaschutzprogramm 2030 und nach EEG2021. Voraussetzung hierfür ist ein weiterer zielstrebiger, effizienter, netzsynchroner und zunehmend marktorientierter Ausbau der erneuerbaren Energien in den kommenden Jahren. Hierfür ist der weitere Ausbau der Stromnetze zentral.

*** Das EEG 2021 sieht nach dem Gesetzentwurf der Bundesregierung von September 2020 vor, dass vor dem Jahr 2050 der gesamte Strom, der im Bundesgebiet erzeugt oder verbraucht wird, treibhausgasneutral erzeugt wird.

Umrechnungsfaktoren zur einheitlichen Bewertung der Energieträger bei der Ermittlung des Primärenergieverbrauchs

Die Primärenergieträger werden gemäß internationaler Konvention in der Energiebilanz nach der sog. Wirkungsgradmethode ermittelt; sie löste 1995 die Substitutionsmethode ab. Bei der Wirkungsgradmethode wird für Energieträger, die keinen Heizwert haben, ein physikalischer Wirkungsgrad bei der Energieumwandlung unterstellt. Für Wasserkraft, Windkraft und Photovoltaik beträgt dieser 100 Prozent (Gleichsetzung mit dem Heizwert der erzeugten elektrischen Energie), für die Kernenergie 33 Prozent. Für den Importsaldo, der in der Energiebilanz auf der Primärenergieverbrauchsebene verbucht wird, wird ebenfalls ein Wirkungsgrad von 100 Prozent impliziert. Die Wirkungsgradmethode ist international üblich und für den Vergleich mit anderen Ländern erforderlich.

Teil II des Monitoring-Berichts behandelt weitere Ziele und Rahmenbedingungen der Energiewende. Teilweise sind für diese Themen keine quantitativen Ziele beschlossen, so dass hier auch qualitative Zielsetzungen im Vordergrund stehen (Tabelle 2.3). In Öffentlichkeit und Wissenschaft wird diskutiert, inwiefern insbesondere die Ziele zur Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit quantifiziert und die Zielerreichung durch aussagekräftige Leitindikatoren überprüft werden können (siehe z. B. EWK (2017)). Grundsätzlich sind Ansätze zu begrüßen, den Stand der Umsetzung der Energiewende in der gebotenen Mehrdimensionalität sichtbar zu machen. Allerdings ist in der Debatte um eine Quantifizierung der genannten Ziele noch kein hinreichender Konsens erreicht. Auch vor diesem Hintergrund untersucht Teil II des Berichts die genannten Ziele weiterhin nicht anhand eines einzigen bzw. leitenden Indikators, sondern mit verschiedenen Indikatoren, die in der Zusammenschau ein angemessenes Bild der Zielerreichung ergeben und der Komplexität der Themen Rechnung tragen. Im vom BMWi beauftragten Forschungsvorhaben mit dem Titel „Definition und Monitoring der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten“ werden beispielsweise Indikatoren und Schwellenwerte definiert, die für die Messung und Bewertung der Versorgungssicherheit am Strommarkt geeignet sind (siehe Kapitel 9).

Tabelle 2.3: Weitere Ziele und Rahmenbedingungen der Energiewende

VERSORGUNGSSICHERHEIT	Die Energienachfrage in Deutschland jederzeit effizient decken.
KERNENERGIEAUSSTIEG	Die letzten Kernkraftwerke mit dem Ablauf des Jahres 2022 abschalten.
KOHLEAUSSTIEG	Die Kohleverstromung in Deutschland bis spätestens 2038 sozial ausgewogen, planbar und wirtschaftlich vernünftig beenden.
BEZAHLBARKEIT WETTBEWERBSFÄHIGKEIT	Die Bezahlbarkeit von Energie erhalten und die Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands sichern.
UMWELTVERTRÄGLICHKEIT	Die Energieversorgung unter Berücksichtigung des gesamten Lebensweges umwelt-, klima- und naturverträglich gestalten.
NETZAUSBAU	Netze bedarfsgerecht ausbauen und modernisieren.
SEKTORKOPPLUNG DIGITALISIERUNG	Die Potenziale einer effizienten Sektorkopplung und der Digitalisierung für das Gelingen der Energiewende nutzen.
FORSCHUNG INNOVATION	Zukunftsweisende Innovationen für den Umbau der Energieversorgung vorantreiben.
INVESTITIONEN WACHSTUM BESCHÄFTIGUNG	Arbeitsplätze in Deutschland erhalten und ausbauen und Grundlagen für dauerhaften Wohlstand und Lebensqualität schaffen.

Quelle: Eigene Darstellung BMWi

2.1 Zielarchitektur zur Energiewende

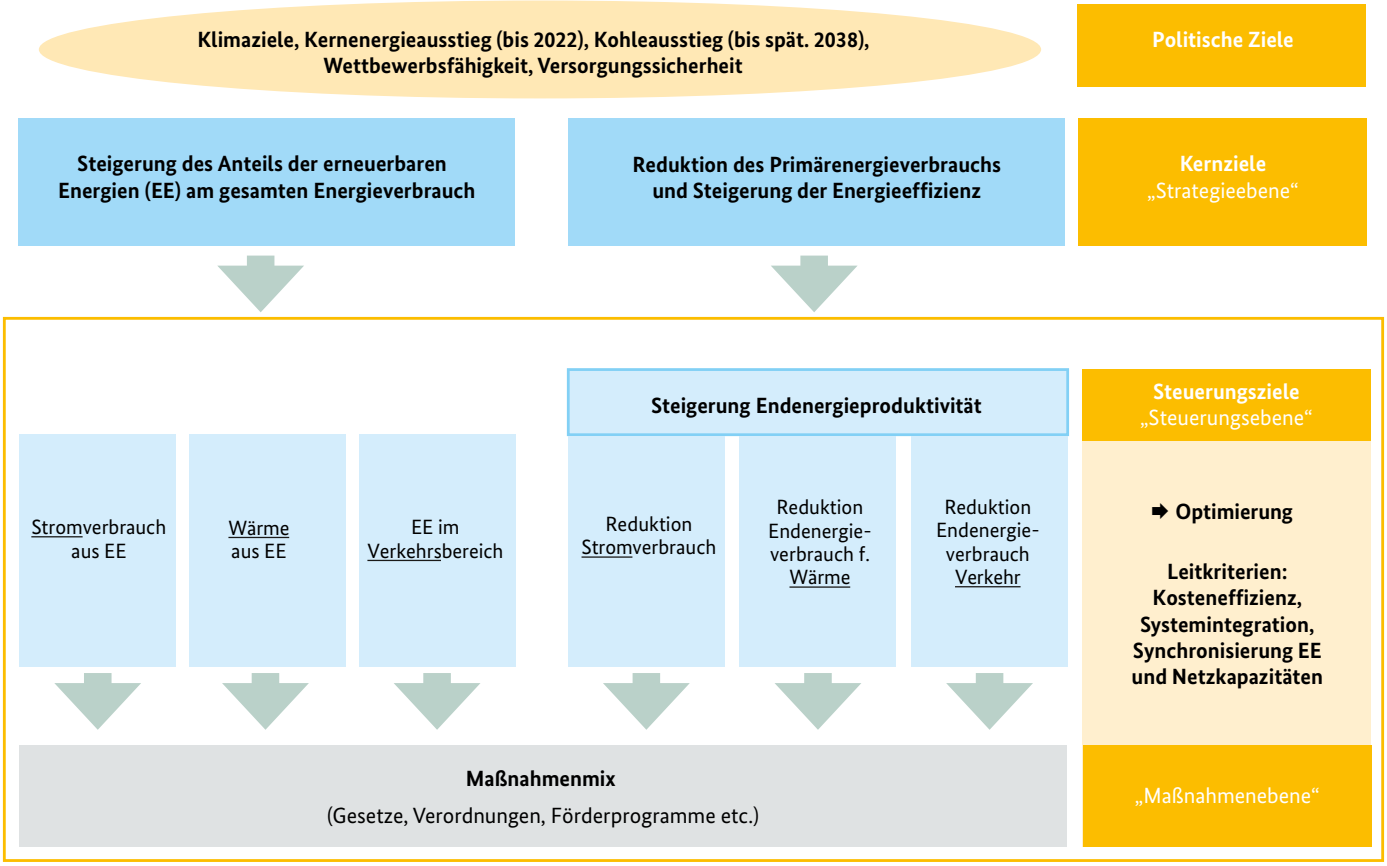
Die Zielarchitektur strukturiert die Einzelziele der Energiewende. Mit dem ersten Fortschrittsbericht zur Energiewende wurde eine Zielarchitektur zur Energiewende vom Kabinett beschlossen (siehe Abbildung 2.1). Diese Zielarchitektur strukturiert und priorisiert die Einzelziele des Energiekonzepts, wobei verschiedene Zielebenen unterschieden werden:

Die **politischen Ziele** bilden den Rahmen für den Umbau der Energieversorgung. Sie umfassen:

- die Klimaziele, einschließlich einer Senkung der Treibhausgasemissionen um 40 Prozent bis zum Jahr 2020 sowie weiteren Senkungen in den folgenden Jahrzehnten,
- den Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie zur Stromerzeugung bis zum Jahr 2022,
- den Ausstieg aus der Stein- und Braunkohleverstromung bis spätestens 2038 sowie
- die Sicherstellung von Wettbewerbsfähigkeit und Versorgungssicherheit.

Die **Kernziele** beschreiben die zentralen Strategien des Energiekonzepts, mit denen die Energiewende vorangebracht werden soll. Dies sind der Ausbau erneuerbarer Energien und die Senkung des Primärenergieverbrauchs bzw. die Steigerung der Energieeffizienz. Beide Kernziele werden durch

Abbildung 2.1: Strukturierung der Ziele des Energiekonzepts



Quelle: Eigene Darstellung BMWi

Steuerungsziele für die drei Handlungsfelder Strom, Wärme und Verkehr konkretisiert. Die Zielarchitektur konzentriert sich darauf, das Zusammenspiel der einzelnen Ebenen und Ziele zu veranschaulichen. Die quantitativen Zielwerte für das Jahr 2020 und danach gibt Tabelle 2.2 wieder. Die Steuerungsziele und die **zugehörigen Maßnahmen** werden so aufeinander abgestimmt, dass die übergeordneten Ziele durch eine integrierte Betrachtung möglichst zuverlässig und kostengünstig erreicht werden können. Zu dieser Optimierungsaufgabe gehört auch die bessere Synchronisierung von erneuerbaren Energien und Netzkapazitäten (siehe Kapitel 4 und 12).

2.2 Indikatoren und Bewertungsschema

Das Monitoring der Energiewende stützt sich auf öffentlich zugängliche und überprüfbare Daten. Es erfolgt anhand ausgewählter Kenngrößen (Indikatoren), die den Fortschritt bei der Umsetzung der Energiewende im Zeitverlauf erkennbar machen. Sie stützen sich, wo immer möglich, auf amtliche und öffentlich zugängliche Daten. Nationale Rechtsgrundlage für die amtliche Energiestatistik ist das Energiestatistikgesetz (EnStatG). Um das Gesetz an die aktuellen Gegebenheiten anzupassen, wurde es im Jahr 2017 novelliert. Die amtlichen Daten ab dem Berichtsjahr 2018 sind auf der Basis des novellierten Gesetzes erhoben. Die verwendeten In-

dikatoren werden in Tabelle 2.4 mit Zuordnung zu den unterschiedlichen Themenfeldern aufgelistet.

Zur Bewertung des Fortschritts im Hinblick auf die quantitativen Ziele der Energiewende wird ein Punktesystem herangezogen. Dabei wird zunächst die Entwicklung der Indikatoren seit 2008 linear fortgeschrieben. Anhand der prozentualen Abweichungen der fortgeschriebenen Werte von den Zielwerten im Jahr 2020 werden für diesen Bericht wie folgt Punkte festgelegt: 5 Punkte, wenn der Zielwert gemäß Fortschreibung erreicht ist oder die Abweichung weniger als 10 Prozent beträgt. 4 Punkte, wenn die Abweichung zwischen 10 und 20 Prozent liegt. 3 Punkte, wenn die Abweichung zwischen 20 und 40 Prozent liegt. 2 Punkte, wenn die berechnete Abweichung zwischen 40 und 60 Prozent liegt, und 1 Punkt, wenn die Abweichung zum Ziel mehr als 60 Prozent beträgt.

Die im Bericht angegebenen Werte spiegeln in der Regel den Datenstand wider, der im September 2020 vorlag. Die Daten zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ sind auf den Internetseiten des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) öffentlich zugänglich. Berichtsjahre sind das Jahr 2018 sowie auf Grundlage vorläufiger Zahlen so weit wie möglich das Jahr 2019. Die Bundesregierung kommt mit dem vorliegenden Bericht gleichzeitig ihren Berichtspflichten nach § 63 Absatz 1 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), § 98 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und § 24 Marktstammdatenregisterverordnung (MaStRV) sowie zum Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) und zur Energieeffizienzstrategie Gebäude (ESG) nach.

Tabelle 2.4: Indikatoren

Energiewende im europäischen und internationalen Kontext	• EU-Ziele 2020 und 2030 • Physikalische Stromflüsse • Emissionshandel EU-ETS • Lastenteilung im Nicht-ETS-Bereich • Globale CO_2-Emissionen • Global installierte Leistung erneuerbare Energien • Globale Investitionen in erneuerbare Energien und Energieeffizienz
Erneuerbare Energien	• Anteil der erneuerbaren Energien (EE) am Bruttoendenergieverbrauch • Anteil der EE am Bruttostromverbrauch • Erneuerbare Stromerzeugung nach Technologien • Bruttostromerzeugung nach Energieträgern • Anteil der EE am Wärme- und Kälteverbrauch • Anteil der EE im Verkehrssektor • EEG-Umlage nach Technologiesparten • Summe EEG-Umlage und Börsenstrompreise
Energieverbrauch und Energieeffizienz	• Primärenergieverbrauch • Primär- und Endenergieproduktivität • Bruttostromverbrauch
Gebäude und Wärmewende	• Anteil des gebäuderelevanten Endenergieverbrauchs am gesamten Energieverbrauch • Gebäuderelevanter Endenergieverbrauch/Endenergieverbrauch Wärme • Spezifischer Endenergieverbrauch Raumwärme • Primärenergiebedarf der Gebäude

Verkehr	• Endenergieverbrauch im Verkehr • Spezifischer Endenergieverbrauch im Verkehr • Bestand an mehrspurigen Kraftfahrzeugen mit Antriebsart Elektro • Bestand an mehrspurigen Fahrzeugen mit Antriebsarten Brennstoffzellen und Erdgas • Verlagerung auf die Schiene • Verlagerung auf den ÖPNV
Treibhausgasemissionen	• Treibhausgasemissionen • Treibhausgasemissionen nach Quellgruppen • Energiebedingte CO_2-Emissionen nach Sektoren • Vermiedene Treibhausgasemissionen durch erneuerbare Energien • Spezifische Treibhausgasemissionen bezogen auf Einwohner und BIP
Kraftwerke und Versorgungssicherheit	• Installierte Leistung der Stromerzeugungsanlagen • Verteilung der Kraftwerkskapazitäten auf Bundesländer • Kraft-Wärme-Kopplung inklusive Stromerzeugung • Zu- und Rückbau konventioneller Erzeugungskapazitäten • Leistung der Pumpspeicherkraftwerke • Fahrplan Kernenergieausstieg • SAIDI-Strom • In Bau befindliche konventionelle Kraftwerke • Unterbrechungsdauer der Stromversorgung im int. Vergleich
Bezahlbare Energie und faire Wettbewerbsbedingungen	• Letztverbraucherausgaben für Energie und Anteil am BIP • Gesamtwirtschaftliche Energieausgaben • Energieausgaben privater Haushalte • Strompreise privater Haushalte • Energiekosten der Industrie • Börsenstrompreise • Strompreise nicht begünstigter Industrieunternehmen • Öl- und Gaspreise • Energiepreise im internationalen Vergleich
Umweltverträglichkeit der Energieversorgung	• Umweltbezogenes Monitoring der Energiewende
Netzinfrastruktur	• EnLAG- und Bundesbedarfsplan-Projekte • Netzinvestitionen • Netzentgelte • Kosten für Systemdienstleistungen
Sektorkopplung und Digitalisierung der Energiewende	• Anzahl und Stromverbrauch Wärmepumpen • Anzahl und Stromverbrauch Elektromobilität • Effiziente Wärmenetze • Innovative KWK-Systeme • Digitalisierungsbarometer, u. a. Zertifizierung Smart-Meter-Gateway
Energieforschung und Innovationen	• F&E-Ausgaben der Industrie • Forschungsausgaben des Bundes im Energieforschungsprogramm • Projektförderungen aus EU-Mitteln • Patente • Marktverbreitung innovativer Technologien im Energieverbrauch
Investitionen, Wachstum und Beschäftigung	• Investitionen in erneuerbare Energien und Energieeffizienz • Investitionen in Netze und Elektrizitätsversorgung • Durch den Einsatz von erneuerbaren Energien eingesparte fossile Primärenergieträger • Durch den Ausbau von erneuerbaren Energien und Energieeffizienzsteigerung eingesparte Energieimporte • Beschäftigte in der Energiewirtschaft • Beschäftigte im Bereich erneuerbarer Energien

Quelle: Eigene Darstellung BMWi

3. Energiewende im europäischen und internationalen Kontext



Wo stehen wir?

Die EU ist grundsätzlich auf Kurs, ihre Energie- und Klimaziele für das Jahr 2020 zu erreichen. Mit Blick auf die Treibhausgasreduktion haben sowohl die Sektoren, die unter das Europäische Emissionshandelssystem (EU-Emissions Trading System, EU-ETS) fallen, als auch die Nicht-ETS-Sektoren auf EU-Ebene ihre jeweilige Zielvorgabe von 21 Prozent bzw. 10 Prozent weniger Emissionen derzeit bereits übererfüllt.

Deutschland muss sich insbesondere bei der Reduktion der Treibhausgasemissionen in den Nicht-ETS-Sektoren sowie des Primär- und Endenergieverbrauchs anstrengen, um seine Verpflichtungen im Rahmen der 2020-Ziele für die einzelnen EU-Mitgliedstaaten einzuhalten.

Das Legislativpaket „Saubere Energie für alle Europäer“ gestaltet den europäischen Energierahmen neu und ist von großer strategischer Bedeutung auch für die nationale Energie- und Klimapolitik.

Mit den überarbeiteten Richtlinien für Energieeffizienz und erneuerbare Energien hat sich die EU ambitionierte Vorgaben für den Ausbau der Energieeffizienz (mindestens 32,5 Prozent in 2030) und der erneuerbaren Energien (mindestens 32 Prozent in 2030) gesetzt. Erstmals gelten auf EU-Ebene auch konkrete Vorgaben für den Ausbau der erneuerbaren Energien im Wärme- und Kältesektor und im Transportsektor. Der europäische Rechtsrahmen im Strombereich sowie vielfältige Formen der Zusammenarbeit stärken den Stromhandel und -austausch mit den Nachbarländern und tragen damit zu einem hohen Maß an Versorgungssicherheit bei.

Der Ausbau der Erneuerbaren und die Verbesserung der Energieeffizienz schreiten überall auf der Welt voran, und das Interesse an internationaler Kooperation mit Deutschland ist weiterhin groß. Entscheidender Treiber der weltweiten Entwicklung ist China.

Was ist neu?

Am 17. September 2020 hat die EU-Kommission den sog. „Climate Target Plan“ veröffentlicht. Darin schlägt sie eine Anhebung des EU-THG-Reduktionsziels bis 2030 von aktuell -40 auf mindestens -55 Prozent gegenüber 1990 vor. Dieses Ziel wurde vom Europäischen Rat im Dezember 2020 beschlossen, und es wurde als neuer Beitrag der Europäischen Union zum Übereinkommen von Paris beim Klimarahmensekretariat hinterlegt. Ergänzend zum so genannten Climate Target Plan legte die EU-Kommission im September 2020 eine Folgenabschätzung, das sog. „Impact Assessment“, zur Klimazielanhebung 2030 vor.

Die EU-Kommission kündigt in ihrem Arbeitsprogramm für 2021 Legislativvorschläge zur Anpassung der Klima- und Energiegesetzgebung an das neue Zielniveau an. Im Zusammenhang mit dem Climate Target Plan sind auch neue Maßnahmen im Gespräch, die verschiedene Wirtschaftsbereiche betreffen, u. a. die Industrie, den Energiesektor, die Landwirtschaft, den Verkehr, den Gebäudesektor, den Außenhandel und die Finanzen, insb. durch eine mögliche Ausweitung des EU-Emissionshandels auf weitere Sektoren und eine Energiebesteuerung.

Die Bundesregierung hat im Juni 2020 ihren finalen Nationalen Energie- und Klimaplan (National Energy and Climate Plan, NECP) der EU-Kommission vorgelegt und veröffentlicht (BMWi (2020h)). Der Plan stellt die deutsche Energie- und Klimapolitik dar und macht deutlich, wie Deutschland insbesondere zu den EU-Zielen für erneuerbare Energien und Energieeffizienz sowie für die Verringerung der Treibhausgasemissionen bis 2030 beitragen wird. Ebenfalls im September 2020 hat die EU-Kommission die aggregierte Auswertung der NECP der Mitgliedstaaten veröffentlicht und die Beiträge der EU-Mitgliedstaaten zur Erreichung der EU-Energieziele 2030 bewertet. Demnach sind die Mitgliedstaaten auf Kurs, um das EU-Ziel für den Ausbau erneuerbarer Energien für 2030 zu erreichen (EU-Ziel: mind. 32 Prozent; NECP-Auswertung: 33,7 Prozent). Dagegen wird das EU-Ziel zur Steigerung der Energieeffizienz für 2030 gemäß den Angaben in den 27 NECPs noch nicht erreicht (EU-Ziel: mind. 32,5 Prozent; NECP-Auswertung: 29,5 Prozent). Da die NECP lediglich Auskunft über die Planungen der Mitgliedstaaten geben, bleibt die tatsächliche Erreichung der Ziele im Rahmen des NECP-Fortschrittsberichts weiter zu beobachten und abzuwarten. Darüber hinaus wurde am 14. Oktober 2020 im Rahmen der Mitteilung der EU-Kommission zur Lage der Energieunion veröffentlicht. Unter anderem hat die EU-Kommission darin jedem EU-Mitgliedstaat Empfehlungen darüber ausgesprochen, welche energie- und klimapolitischen Maßnahmen sie mit Blick auf den wirtschaftlichen Wiederaufbau nach der Covid-19-Pandemie umsetzen sollten.

Im Dezember 2019 hat Kommissions-Präsidentin Ursula von der Leyen den „Green Deal“ veröffentlicht. Danach soll Europa bis 2050 der erste klimaneutrale Kontinent werden. Der damit verbundene Strukturwandel soll in besonders betroffenen Regionen und Sektoren mit Hilfe eines „Just Transition“-Mechanismus abgefedert werden. Das EU-Treibhausgasneutralitätsziel bis 2050 soll im Europäischen Klimagesetz festgeschrieben werden, zu dem die EU-Kommission im März 2020 einen Vorschlag vorgelegt hat.

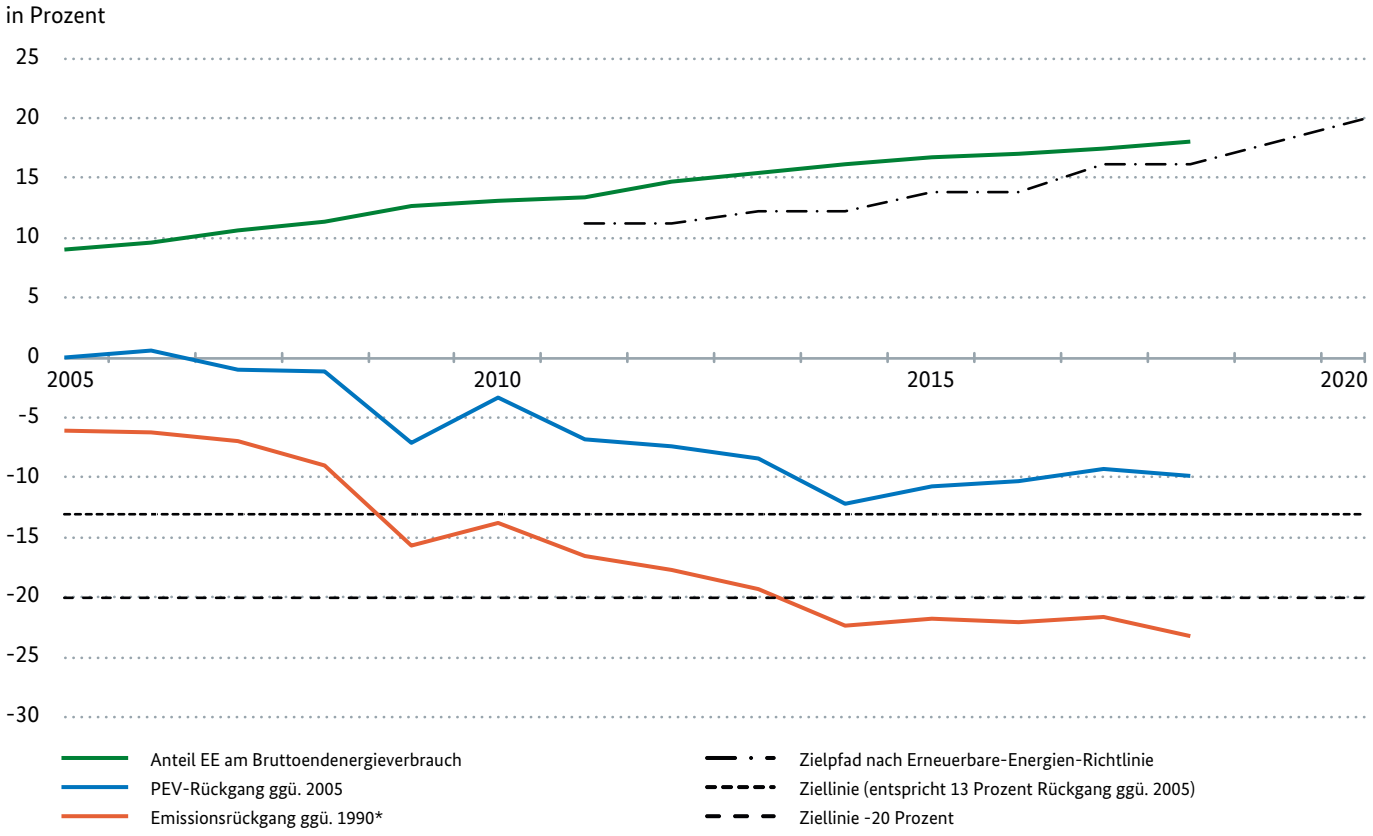
EUROPA INTERNATIONAL	Einen verlässlichen europäischen und internationalen Rahmen für mehr Klimaschutz, erneuerbare Energien und Energieeffizienz schaffen.

3.1 Europäische Energie- und Klimapolitik

Die EU ist ihren Zielen Reduktion der THG-Emissionen von 20 Prozent (gegenüber 1990), Anteil der erneuerbaren Energien an der Energieversorgung von 20 Prozent und Reduktion des Primärenergieverbrauchs um 20 Prozent (gegenüber einer Referenzentwicklung) entweder schon nahegekommen oder hat sie in Teilbereichen vorzeitig erreicht (siehe Abbildung 3.1). Allerdings bleibt kaum Zeit, um noch bestehende Lücken zu schließen. So gibt es insbesondere hinsichtlich der Energieeinsparungen noch Handlungsbedarf.

Bei der Treibhausgasreduktion ergibt sich ein positives Bild. Im Jahr 2018 sind die Emissionen gegenüber dem Vorjahr um etwa 2,1 Prozent gesunken, obwohl die EU-Wirtschaft weiter gewachsen ist. Damit lagen sie nach vorläufigen Angaben der Environmental Energy Agency (EEA) um gut 23 Prozent niedriger als 1990. Damit wurde der 20-Prozent-Zielwert übertroffen, den die EU unter der Klimarahmenkonvention im Kyoto-Protokoll vereinbart hatte. Der einzige Sektor, bei dem die Emissionen seit 1990 zugenommen haben, ist der Verkehrssektor. Er ist EU-weit für ein Viertel aller Treibhausgasemissionen verantwortlich.

Abbildung 3.1: EU28*-Fortschritt bezüglich der 20-20-20-Ziele



Quelle: Eurostat 09/2020 (EE- und PEV-Zahlen; PEV ohne nicht-energetischen Verbrauch); EEA 09/2020 (Emissionszahlen; ohne LULUCF, aber mit indirektem CO_2 und mit internationalem Luftverkehr); eigene Berechnungen

* Am 31. Januar 2020 ist das Vereinigte Königreich offiziell aus der EU ausgetreten. Da hier Daten für das Berichtsjahr 2018 angegeben sind, wird dennoch das Aggregat EU28 (also einschließlich Vereinigtes Königreich) verwendet.

Der EU-weite Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch ist nicht mehr sehr weit von der 20-Prozent-Marke entfernt. Er lag im Jahr 2018 EU-weit bei rund 18 Prozent und leistet damit einen signifikanten Beitrag zur Dekarbonisierung des Energiesystems in Europa. Dabei übertraf eine deutliche Mehrheit von 23 Mitgliedstaaten ihre gemäß der Erneuerbare-Energien-Richtlinie festgelegten nationalen indikativen Zielpfade; 12 Mitgliedstaaten haben ihre 2020-Ziele sogar bereits erreicht oder übertroffen. Auch Deutschland erfüllt seinen indikativen Zielpfad aus der Erneuerbare-Energien-Richtlinie, der als Durchschnitt der Jahre 2017 und 2018 einen Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch von 13,7 Prozent vorsieht. Tatsächlich erreichte Deutschland 16,5 Prozent in 2018 (berechnet nach EU-Methodik). Deutschland ist damit seinem 2020-Ziel eines Erneuerbaren-Anteils von 18 Prozent am Bruttoendenergieverbrauch näher gerückt. Es ist aber nicht sicher, ob das Ziel erreicht wird. Das wird auch daran deutlich, dass Deutschland seinen nationalen Zielpfad aus dem NREAP (National Renewable Energy Action Plan) im Jahr 2018 knapp verfehlte. Dieser Zielpfad ist ehrgeiziger als derjenige aus der Erneuerbare-Energien-Richtlinie und gibt für 2018 einen Zielwert von 16,7 Prozent und für 2019 von 17,7 Prozent an. Sollte Deutschland sein Erneuerbaren-Ziel für 2020 nicht einhalten, droht ein Vertragsverletzungsverfahren mit finanziellen Sanktionen.

In der EU insgesamt sind weitere Anstrengungen im Verkehr erforderlich, um das sektorale 10-Prozent-Ziel für 2020 für den Einsatz erneuerbarer Energien zu erreichen. Realisiert wurde im Jahr 2018 ein Anteil von gut 8 Prozent. Am Bruttostromverbrauch waren die erneuerbaren Energien EU-weit 2018 zu etwa einem Drittel beteiligt – Tendenz steigend. Dazu leistet derzeit die Windenergie den größten Beitrag.

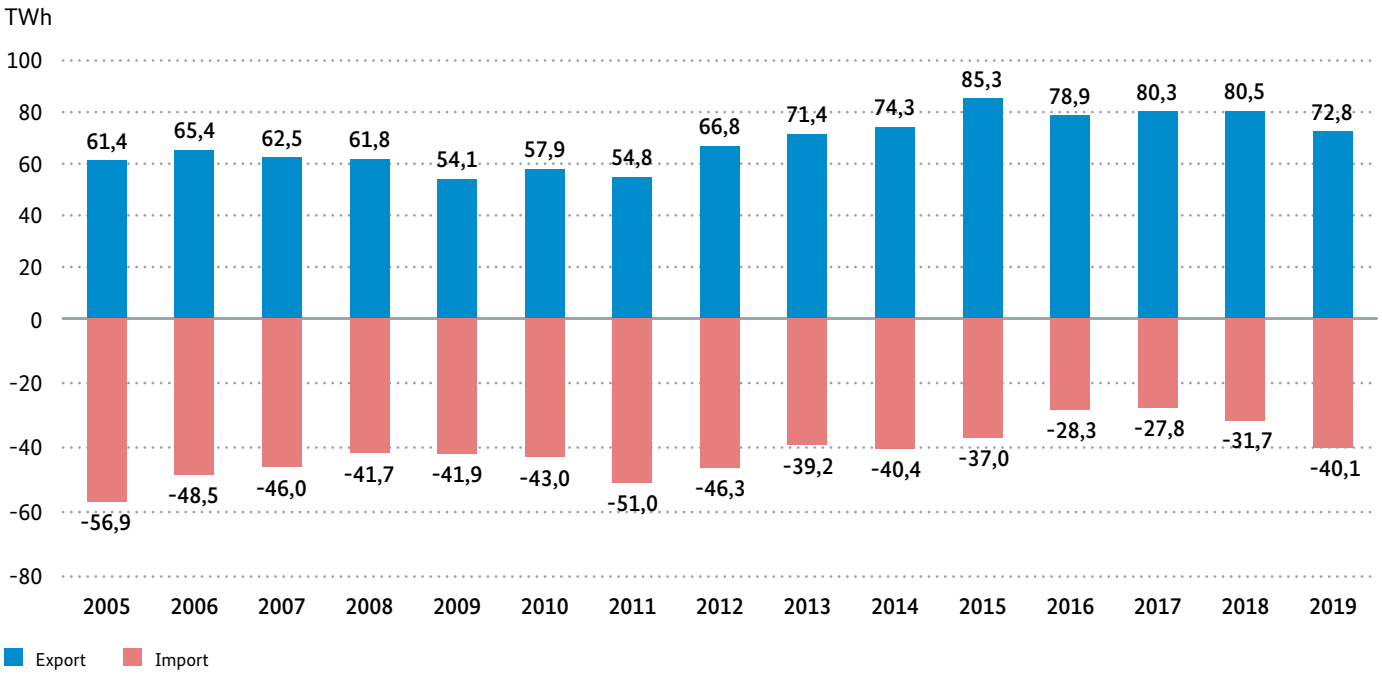
Bei der Energieeffizienz hat sich der seit 2015 zu beobachtende Trend steigender Energieverbräuche in der EU im Jahr 2018 nicht fortgesetzt. Hintergrund ist der vergleichsweise warme Winter 2018 sowie verbrauchssenkende Maßnahmen der Mitgliedstaaten. Insgesamt ging der Primärenergieverbrauch EU-weit um 0,7 Prozent gegenüber 2017 zurück. Im Zeitraum von 2005 bis 2018 ist damit ein Rückgang von fast 10 Prozent zu verzeichnen. Der EU-weite Primärenergieverbrauch lag aber 2018 mit 64,97 EJ noch um etwa 4,6 Prozent über der Zielvorgabe für 2020 (weniger als 62,09 EJ). Damit entspricht die noch einzusparende Menge in etwa dem Primärenergieverbrauch der Niederlande und Luxemburgs im Jahr 2018 zusammengenommen. Anders als der Primärenergieverbrauch ist der Endenergieverbrauch 2018 gegenüber dem Vorjahr allerdings leicht gestiegen und lag um 3,5 Prozent über der Zielvorgabe (weniger als 45,47 EJ). Damit müsste zwischen 2018 und 2020 noch eine Menge mindestens in Höhe des Endenergieverbrauchs von Belgien und Zypern im Jahr 2018 zusammengenommen eingespart werden, um die Vorgabe zu erreichen. Der Anstieg lässt sich dabei vor allem auf die Sektoren Verkehr (Zunahme der Verkehrstätigkeit, sinkende Kraftstoffeffizienz durch einen steigenden Marktanteil von SUVs) und Industrie (Zunahme der Wirtschaftstätigkeit) zurückführen. Vor diesem Hintergrund sind gegebenenfalls zusätzliche Anstrengungen erforderlich, damit die EU ihre 2020-Energieeffizienzziele erreicht. Berücksichtigt werden muss allerdings, dass die Covid-19-Pandemie und die damit verbundenen Verbrauchsreduktionen in 2020 noch nicht in die Betrachtungen einbezogen sind.

Mit Blick auf die Energieversorgungssicherheit erachtet die EU künftig einen stärker koordinierten Ansatz als notwendig. Um ihren Energiebedarf zu decken, ist die EU zu mehr als 58 Prozent von Importen aus Nicht-EU-Ländern abhängig. Die

Abhängigkeit ist besonders stark bei Öl und Gas. So betrug der Anteil der Nettoimporte am gesamten Bruttoinlandsverbrauch (EU-28) für Rohöl und Mineralölprodukte im Jahr 2018 etwa 87 Prozent, für Erdgas 77 Prozent. Dabei kam der größte Teil der (Netto-)Importe bei Öl und Gas aus Russland (jeweils etwa zwei Fünftel). Durch den Brexit, der in diesen Zahlen noch nicht berücksichtigt ist, wird die Abhängigkeit steigen. Die EU setzt im Gasbereich – ähnlich wie bei Strom – auf verstärkte grenzüberschreitende Zusammenarbeit und Unterstützung von Mitgliedstaaten, um der Versorgungssicherheit Rechnung zu tragen.

Der europäische Strommarkt ist Realität. Er trägt maßgeblich zur Versorgungssicherheit bei. Er ermöglicht mehr Wettbewerb auf den Energiemärkten und fördert auf diese Weise bezahlbare Strompreise für die Verbraucher in den EU-Mitgliedstaaten. Im europäischen Strommarkt handelt Deutschland jederzeit Strom mit den Nachbarn. Auf diese Weise können großräumige Ausgleichseffekte viel besser genutzt werden: Im Juni 2018 sind die Intraday-Stromhandelsmärkte Deutschlands, Frankreichs, Österreichs, Belgiens, Dänemarks, Estlands, Finnlands, Litauens, Lettlands, Norwegens, der Niederlande, Portugals, Spaniens und Schwedens miteinander gekoppelt worden. In einem zweiten Schritt sind Ende November 2019 die Intraday-Märkte von Bulgarien, Kroatien, der Tschechischen Republik, Ungarn, Polen, Rumänien und Slowenien dazugekommen. Das Projekt ermöglicht den kontinuierlichen grenzüberschreitenden Intraday-Handel zwischen den beteiligten Ländern und bietet den Marktteilnehmern die Chance, zum kurzfristigen Ausgleich ihrer Bilanzkreise auf ausländische Kapazitäten zurückgreifen zu können. Das kann die Kosten spürbar senken.

Abbildung 3.2: Physikalische Stromflüsse in den Grenzkapazitäten



Quelle: AGEB 04/2020

Der physikalische Stromaustausch Deutschlands mit seinen europäischen Stromnachbarn liegt seit langem bereits über 100 TWh, wobei das Stromaustausch-Saldo Deutschlands mit anderen Staaten 2017 mit fast 53 TWh ein Allzeithoch erreichte und danach wieder zurückging, im Jahr 2019 recht deutlich auf etwas weniger als 33 TWh (siehe Abbildung 3.2).

Im Jahr 2019 trat das umfangreiche Legislativpaket „Saubere Energie für alle Europäer" in Kraft. Das Paket ist das Fundament der europäischen Energiewende und gestaltet den europäischen Energierahmen bis zum Jahr 2030 neu aus. Zentrale Elemente sind die neuen Regelungen für ein Governance-System der Energieunion (EU-Verordnung über das Governance-System der Energieunion und den Klimaschutz, sog. Governance-Verordnung), für ein neues EU-Strommarktdesign (Strommarktrichtlinie, Strommarktverordnung, ACER-Verordnung und Risikovorsorge-Verordnung) und die Überarbeitung der Richtlinien für Erneuerbare, Energieeffizienz und Gebäude. Die Bundesregierung arbeitet derzeit daran, die EU-Vorgaben in nationales Recht umzusetzen.

Folgende Ziele sollen bis 2030 auf EU-Ebene erreicht werden:

- Das Ziel einer Senkung der Treibhausgasemissionen um mindestens 55 Prozent (gegenüber 1990). Das Ziel wurde vom Europäischen Rat im Dezember 2020 beschlossen (statt der 2014 beschlossenen – mindestens -40 Prozent), entsprechend dem Vorschlag der Europäischen Kommission im Rahmen des sog. „Climate Target Plan".
- Ein Anteil erneuerbarer Energien von mindestens 32 Prozent am Bruttoendenergieverbrauch, der durch freiwillige nationale Zielbeiträge erreicht werden soll. In der novellierten Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) sind auch Maßnahmen zur Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien in den einzelnen Sektoren vorgesehen. So sind EU-Mitgliedstaaten verpflichtet, ab dem Jahr 2021 einen Anstieg des Anteils erneuerbarer Energien im Wärme- und Kältesektor um 1,1 Prozentpunkte pro Jahr anzustreben bzw. 1,3 Prozentpunkte bei Anrechnung von Abwärme und -kälte (Abwärme und -kälte kann dabei jedoch nur bis zu einem Anteil von max. 40 Prozent angerechnet werden). Im Verkehr wurde eine Verpflichtung für die Inverkehrbringer von Kraftstoffen eingeführt, den Anteil erneuerbarer Kraftstoffe bis 2030 auf mind. 14 Prozent zu steigern. Die Produktion von Biokraftstoffen auf der Basis essbarer Pflanzen soll auf dem Produktionsniveau von 2020 eingefroren werden. Dagegen wurde für moderne Biokraftstoffe aus nicht-essbaren Pflanzen ein Anteil von mindestens 3,5 Prozent im Jahr 2030 festgeschrieben.
- Eine Senkung des Primärenergieverbrauchs um mindestens 32,5 Prozent (gegenüber dem im Jahr 2007 für das Jahr 2030 prognostizierten Energieverbrauch).

Wegen des Brexits sind inzwischen leichte Anpassungen des Zielrahmens vorgenommen worden. Die Anpassung der absoluten EU-Effizienzziele nach der Governance-Verordnung bzw. der Novelle der Energie-Effizienz-Richtlinie, die sich aus der geforderten Senkung des Energieverbrauchs um mindestens 32,5 Prozent ergeben, ist im Jahr 2019

beschlossen worden. Es handelt sich hierbei um eine reine technische Neuberechnung für die EU-27, ohne dass das Ziel oder die zugrunde liegende Modellbasis geändert wurde. Die EU-Erneuerbaren-Ziele für 2020 und 2030 dürften nach dem Brexit insgesamt etwas leichter zu erreichen sein, da das Vereinigte Königreich derzeit einen Erneuerbaren-Anteil unterhalb des EU-Durchschnitts aufweist und der EU-Gesamtenergieverbrauch durch den Brexit gesenkt wird. Auf die verbindlichen nationalen Ziele für 2020 gemäß der Erneuerbare-Energien-Richtlinie hätte dies allerdings keinen Einfluss.

Ein Schlüsselfaktor für einen integrierten Strommarkt sind Verbindungsleitungen (Interkonnektoren) zwischen den Strommärkten. Deshalb ist in der EU-Verordnung über das Governance-System das Ziel eines höheren Verbundgrads zwischen den Mitgliedstaaten von verankert. Bis 2030 sollen in jedem Mitgliedstaat so viele grenzüberschreitende Leitungen vorhanden sein, dass die in der Verordnung geforderten Kriterien eingehalten werden. So dürfen die Unterschiede bei den Großhandelspreisen zwischen den Mitgliedstaaten nicht zu hoch sein und die Übertragungskapazität der Verbindungsleitungen darf einen bestimmten Anteil an der Spitzenlast und der installierten Erzeugungskapazität aus erneuerbaren Energien nicht unterschreiten. Die Mitgliedstaaten sind verpflichtet, regelmäßig über den Verbundgrad zu berichten.

Deutschland betreibt bereits heute Interkonnektoren mit allen Nachbarstaaten und wird seine Interkonnektorkapazität noch erheblich ausbauen. Das europäische 2030-Ziel für den Verbundgrad wird Deutschland erreichen, wenn die im Energieleitungsausbaugesetz und Bundesbedarfsplangesetz vorgesehenen Interkonnektoren wie geplant bis dahin in Betrieb sind. Demnach wird Deutschland mehr als zehn weitere große Übertragungsleitungen zu seinen Nachbarn bauen und damit seine grenzüberschreitende Transportkapazität bis 2030 um über 50 Prozent gegenüber 2019 erhöhen.

Zu den künftigen Post-Brexit-Beziehungen des Vereinigten Königreichs und der EU in Bezug auf den Strommarkt gibt es noch keine endgültige Einigung. Ohne weitere Vereinbarungen würde das Vereinigte Königreich nach Ende der Übergangszeit zunächst behandelt wie ein Drittstaat. Viele Regeln, beispielsweise zur Vergabe grenzüberschreitender Kapazitäten, wären nicht mehr anwendbar.

Tabelle 3.1: Übersicht zu wesentlichen EU-Zielen 2020 und 2030

	Ist-Werte 2018	2020-Ziele	2030-Ziele	Bemerkungen
THG-Reduktion (ggü. 1990)	23 Prozent	mind. 20 Prozent	mind. 55 Prozent	Soll durch EU-Klimagesetz verbindlich werden (zusammen mit Regelung in EU-Recht des 2050-Ziels: Klimaneutralität)
THG-Reduktion im EU-ETS (ggü. 2005)[1]	29 Prozent	21 Prozent	43 Prozent	verbindlich
THG-Reduktion im Non-ETS-Bereich (ggü. 2005)[1]				
• für EU gesamt	11,3 Prozent[2]	10 Prozent	30 Prozent	verbindlich
• für Deutschland	7,7 Prozent[2]	14 Prozent	38 Prozent	verbindlich
EE-Anteil				
• am Bruttoendenergieverbrauch auf EU-Ebene	18 Prozent	20 Prozent	mindestens 32 Prozent	verbindlich
• in Deutschland	16,5 Prozent[3]	18 Prozent	keine länderspezifischen Ziele, sondern nationale Zielbeiträge, die sich auf das verbindliche EU-Ziel addieren müssen (gemäß Energiekonzept der BReg und NECP 30 Prozent)	verbindlich
• im Wärme-/Kältesektor	21 Prozent (EU) 13,6 Prozent (Deutschland)		gem. RED II: Anstieg von 1,1 Prozentpunkten pro Jahr (bei Anrechnung von Abwärme und -kälte: 1,3 Prozentpunkte pro Jahr)	indikativ
• im Verkehr	8,0 Prozent (EU) 7,9 Prozent (Deutschland) (einschl. Doppelanrechnung für Biokraftstoffe aus Abfällen, Reststoffen und aus Lignozellulose)	10 Prozent (einschl. Doppelanrechnung für Biokraftstoffe aus Abfällen, Reststoffen und aus Lignozellulose)	mindestens 14 Prozent (einschl. vierfacher Anrechnung von Strom im Straßenverkehr; 1,5-facher Anrechnung im Schienenverkehr; national festlegbarer Doppelanrechnung von Biokraftstoffen aus Reststoffen sowie anderer Regelungen) bei maximal 7 Prozent Biokraftstoffen der 1. Generation	kein Sektorziel, sondern Verpflichtung, eine Inverkehrbringerquote einzuführen
Senkung des Energieverbrauchs				
• auf EU-Ebene	9,8 Prozent Rückgang des PEV ggü. 2005	um 20 Prozent[4] (entspricht 13 Prozent Rückgang des PEV ggü. 2005)	um mindestens 32,5 Prozent[3]	indikativ für 2020, verbindlich für 2030
• in den einzelnen EU-Mitgliedstaaten	Deutschlands PEV liegt 5 % oberhalb des indikativen nationalen Ziels für 2020	indikative nationale Ziele	keine länderspezifischen Ziele, sondern nationale Zielbeiträge, die sich auf das verbindliche EU-Ziel addieren müssen (gem. EffSTRA und NECP: 30 Prozent ggü. 2008)	indikativ
		zudem kumulierte Endenergieeinsparungen von 1,5 Prozent pro Jahr	zudem reale kumulierte Endenergieeinsparungen von 0,8 Prozent pro Jahr	verbindlich
Interkonnektivität in den EU-Mitgliedstaaten	In Deutschland (2017): 9 Prozent[6]	10 Prozent	15 Prozent[5]	verbindlich
Stromhandel/-austausch		Gesamtsystem effizienter machen und Versorgungssicherheit erhöhen		

1) siehe Kapitel 3.2
2) vorläufige Werte; Stand für EU gesamt; Stand für Deutschland; dabei sind die 2005-Basisjahr-Emissionen nach EEA wie folgt berechnet: 2005 Basisjahr-Emissionen = absolutes 2020-Ziel/(1+ Prozent des 2020-Ziels)
3) nach den Vorgaben der EU-Richtlinie 2009/28/EG
4) ggü. der Referenzentwicklung für 2020 bzw. 2030 (gemäß Primes-2007-Modell für die EU-Kommission)
5) Konkretisierung durch zusätzliche Schwellenwerte
6) gemäß EU-Mitteilung COM(2017) 718 final

Herzstück der Governance-Verordnung sind die integrierten Nationalen Energie- und Klimapläne (Integrated National Energy and Climate Plans – NECP). Sie können dazu beitragen, eine größere Konvergenz der nationalen Politiken herzustellen. Jeder Mitgliedstaat musste der EU-Kommission bis Ende 2018 den Entwurf eines NECP vorlegen. Der finale Plan für die Jahre 2021 bis 2030 war bis Ende 2019 einzureichen. In den NECP stellen die EU-Mitgliedstaaten Ziele und Maßnahmen der Energie- und Klimapolitik bis zum Jahr 2030 dar. Die Pläne sollen miteinander vergleichbar sein und beinhalten insbesondere die nationalen Beiträge der Mitgliedstaaten zu den EU-2030 Zielen für erneuerbare Energien und Energieeffizienz. Insgesamt werden in den NECP alle fünf Dimensionen der Energieunion abgebildet (Dekarbonisierung mit den zwei Unterdimensionen Abbau der Treibhausgase und erneuerbare Energie, Energieeffizienz, Energieversorgungssicherheit, Energiebinnenmarkt sowie Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit). Die Pläne wurden national mit Stakeholdern konsultiert und regional mit Nachbarstaaten abgestimmt.

Die Bundesregierung hat ihren finalen NECP im Juni 2020 bei der EU-Kommission eingereicht (BMWi (2020h)). Der finale NECP gibt einen Überblick über die deutsche Energie- und Klimapolitik sowie den aktuellen Stand der Planungen auf diesen Gebieten wieder. Insbesondere sind im deutschen NECP die im Klimaschutzprogramm 2030 enthaltenen Maßnahmen berücksichtigt, die die deutsche Energie- und Klimapolitik bis zum Jahr 2030 und darüber hinaus prägen werden. Ebenfalls berücksichtigt sind die Inhalte der Energieeffizienzstrategie 2050 mit dem deutschen Energieeffizienzziel einer 30-prozentigen Senkung des Primärenergieverbrauchs bis 2030 (gegenüber 2008) als Beitrag zur Erreichung des EU-Energieeffizienzziels sowie die langfristige Renovierungsstrategie der Bundesregierung (siehe auch Kapitel 5 und 6). Ferner bestätigt der finale NECP das 2030-Ziel der Bundesregierung für die Treibhausgasreduktion von mindestens -55 Prozent (gegenüber 1990), das Bekenntnis zur Treibhausgasneutralität im Jahr 2050 sowie den deutschen Beitrag von 30 Prozent zum EU-Ziel für den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch.

Die EU-Kommission hat im September 2020 die EU-aggregierte Auswertung der NECP der EU-Mitgliedstaaten veröffentlicht. Demnach sind die Mitgliedstaaten auf Kurs, um das EU-Ziel für den Ausbau erneuerbarer Energien für 2030 zu erreichen (EU-Ziel: mindestens 32 Prozent; NECP-Auswertung: 33,7 Prozent). Dagegen wird das EU-Ziel zur Steigerung der Energieeffizienz für 2030 gemäß den Angaben in den 27 NECP noch nicht erreicht (EU-Ziel: mindestens 32,5 Prozent; NECP-Auswertung: 29,5 Prozent). Eine länderspezifische Auswertung der NECP wurde am 14. Oktober im Rahmen der Mitteilung der EU-Kommission zur Lage der Energieunion veröffentlicht. Den NECP der Bundesregierung wertet die EU-Kommission als ausreichend ambitioniert, was die Zielbeiträge zu den EU-Zielen anbelangt. Darüber hinaus bewertet sie im NECP die Ausführungen zu den einzelnen Dimensionen der Energieunion und identifiziert in ihrer Auswertung energiepolitische Schlüsselbereiche, die den wirtschaftlichen Wiederaufbau nach der Pandemie fördern können. Dieser Teil der Auswertung wird als Empfehlung an die Bundesregierung formuliert, die im Aufbau- und Resilienzplan der Bundesregierung adressiert werden soll.

Da die NECP lediglich Auskunft über die Planungen der Mitgliedstaaten geben, bleibt die tatsächliche Erreichung der Ziele weiter zu beobachten und abzuwarten. Ab 2023 wird die EU-Kommission die Fortschritte der Mitgliedstaaten im Hinblick auf die Erreichung der EU-Ziele für 2030 im Rahmen von regelmäßigen NECP-Fortschrittsberichten alle zwei Jahre bewerten. Darüber hinaus

können die EU-Mitgliedstaaten ihren Plan nach fünf Jahren einmalig für die Dekade aktualisieren. Sollten die NECP-Fortschrittsberichte und die Aktualisierung auf dem Weg nach 2030 zeigen, dass die Anstrengungen der Mitgliedstaaten zur EU-Energiezielerreichung nicht ausreichen, so kann die EU-Kommission Maßnahmen auf Unionsebene vorschlagen. Im Bereich erneuerbare Energien findet darüber hinaus der sog. „Gapfiller"-Mechanismus Anwendung. Dabei sollen diejenigen Mitgliedstaaten zusätzliche Anstrengungen unternehmen, die zu wenig beigetragen haben.

Das Governance-System wird auch über die EU-Mitgliedstaaten hinaus Verbreitung finden. So hat der Ministerrat der Energiegemeinschaft, die sich aus der EU und verschiedenen Nachbarstaaten der EU in Südosteuropa zusammensetzt, im Dezember 2019 allgemeine politische Leitlinien verabschiedet, wonach ebenso ehrgeizige Ziele wie die der EU für 2030 festgelegt werden. Die Mitgliedstaaten der Energiegemeinschaft erstellen zudem ebenfalls Nationale Energie- und Klimapläne zur Steuerung der Ziele.

Mit der Aufnahme der Arbeit der neuen EU-Kommission im Dezember 2019 haben die Arbeiten am so genannten „Green Deal" begonnen. Der „Green Deal" soll Teil der politischen Leitlinien werden, die Kommissions-Präsidentin von der Leyen im Dezember 2019 veröffentlicht hat. Er ist eine zentrale Strategie in der EU-Legislaturperiode 2019 – 2024 und soll Europa zum ersten klimaneutralen Kontinent der Welt machen bei gleichzeitiger Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit.

Das Langfristziel der Klimaneutralität soll im Europäischen Klimagesetz verbindlich festgeschrieben werden, für das die EU-Kommission im März 2020 einen Vorschlag vorgelegt hat. Die entsprechende EU-Verordnung sieht bis 2050 EU-weite Netto-Nullemissionen vor. Darin wird auch das angehobene EU-Klimaziel für 2030 festgeschrieben werden.

Zusammen mit dem Climate Target Plan hat sie hierzu eine Folgenabschätzung (Impact Assessment) vorgelegt. Danach hätte die Erhöhung des THG-Reduktionsziels positive wirtschaftliche Effekte, insbesondere durch Investitionssignale für CO_2-arme Technologien und Vermeidung von Lock-in-Effekten in der Wirtschaft. Auf diese Weise könnten Impulse für Innovationen, Wettbewerbsfähigkeit, Wachstum und Arbeitsplätze gesetzt werden. Gemäß der Folgenabschätzung würden die Energiesystemkosten bei Anhebung des Reduktionsziels nur geringfügig von 10,6 Prozent des BIP im Jahr 2015 auf 11 Prozent im Jahr 2030 steigen. Durch die Erhöhung des Reduktionsziels auf mindestens -55 Prozent müssten in der Periode 2021 – 2030 350 Milliarden Euro mehr pro Jahr in das Energiesystem investiert werden als in der Periode 2011 – 2020. Des Weiteren kommt die EU-Kommission zu dem Ergebnis, dass die Energieausgaben der Haushalte durch ein höheres Reduktionsziel nur geringfügig steigen. Da allerdings die Energieausgaben bei Haushalten mit geringem Einkommen einen relativ hohen Anteil an den Gesamtausgaben haben, wären diese Haushalte stärker belastet als Haushalte mit höherem Einkommen.

In der Folge wird die EU-Kommission bis Juni 2021 bewerten, inwieweit bestehende klima- und energiebezogene EU-Regelungen geändert und neue Regelungen umgesetzt werden müssen, um das neue 2030-Reduktionsziel zu erreichen (z. B. EU-ETS, EU-Klimaschutzverordnung, LULUCF-Verordnung, Novelle der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie, Novelle der Energieeffizienz-Richtlinie, Novelle der Gebäude-Effizienz-Richtlinie). Die Fortschritte der EU-Mitgliedstaaten im Hinblick auf die Erreichung der Treibhausgasneutralität in der EU bis 2050 sollen gemäß dem Vorschlag

zum EU-Klimagesetz ab 2023 alle fünf Jahre durch die EU-Kommission bewertet werden.

Insgesamt sind innerhalb des „Green Deal" Maßnahmen im Gespräch, die verschiedene Wirtschaftsbereiche betreffen, u. a. die Industrie, die Landwirtschaft, den Verkehr, den Gebäudesektor, den Außenhandel und die Finanzen. Besonders relevant für die Energiepolitik sind Überlegungen zur Ausweitung des ETS auf weitere Sektoren wie den Verkehr (einschließlich Seeverkehr) und Gebäude, zur Überarbeitung der Energiesteuer-Richtlinie, zur Energiesystemintegration und zur Einführung einer CO_2-Grenzsteuer. Die strukturellen Auswirkungen der Maßnahmen sollen in den besonders betroffenen Regionen und Sektoren mit Hilfe eines „Just Transition"-Mechanismus abgefedert werden. Neben der Minderung von klimaschädlichen Gasen will die EU-Kommission Schwerpunkte bei offenen und gut funktionierenden Energiemärkten sowie internationalen Kooperationen, die vor allem den Energiehandel betreffen, setzen.

Finanzierungsaspekte

Um die EU-Energie- und Klimaziele bis 2030 zu erreichen, rechnet die EU-Kommission ab 2021 mit einem zusätzlichen Investitionsbedarf von 350 Milliarden Euro pro Jahr gegenüber dem Zeitraum 2011 – 2020 – das entspricht etwa 1,5 Prozent des EU-BIP von 2018. Ein großer Teil davon wird auf den Gebäudesektor entfallen, weitere signifikante Mittel werden für die Sektoren Energie und Verkehr veranschlagt.

Damit diese Summe realisiert werden kann, müssen Finanzmittel in ausreichendem Umfang bereitgestellt werden. Vor diesem Hintergrund hat die EU-Kommission im Januar 2020 einen Investitionsplan veröffentlicht, der dazu beitragen soll, den Green Deal auf ein solides finanzielles Fundament zu stellen. Auf der Basis dieses Investitionsplans sollen insgesamt in der Dekade 2021 bis 2030 1 Billion Euro an öffentlichen und privaten Mitteln mobilisiert werden. Auch der neue Mehrjährige Finanzrahmen (MFR) 2021 – 2027 und das Aufbauinstrument NGEU, mit einem Umfang von insgesamt 1,82 Billionen Euro, werden in diesem Kontext eine wesentliche Rolle spielen. Vor diesem Hintergrund sind folgende Maßnahmen für die Finanzierung der angestrebten Klimaneutralität der EU zentral:

- Als wichtigster Beitrag sollen aus dem Mehrjährigen Finanzrahmen 2021-27 nebst Aufbauinstrument NGEU mindestens 30 Prozent der Gesamtmittel für klimabezogene Zwecke eingesetzt und durch angemessene Sektorziele in den verschiedenen Programmen abgebildet werden.
- Über die EU-Haushaltsgarantie des „InvestEU"-Programms, die das Risiko von Investitionen abzufedern hilft, sollen Investitionen in großem Umfang angestoßen werden.
- Bei der Klassifizierung von nachhaltigen Investitionen soll ab 2021 die so genannte Taxonomie als einheitlicher Rahmen angewendet werden, auf die sich Rat und Parlament im Dezember 2019 geeinigt haben.
- Die Europäische Investitionsbank (EIB) wird künftig eine deutlich stärkere Rolle spielen, indem sie ihren Anteil an Aktivitäten im Bereich der Klimaschutzmaßnahmen bis 2025 auf 50 Prozent fast verdoppelt („Klimabank der EU").
- Die EU-Strukturfonds sollen in der künftigen Förderperiode 2021 – 2027 mit ihren Investitionen einen wichtigen Beitrag zur Erreichung des übergeordneten Ziels des Mehrjährigen Finanzrahmens erbringen, Klimaschutzziele

mit mindestens 30 Prozent der Ausgaben des EU-Haushalts zu unterstützen. Für den Europäischen Fonds für Regionale Entwicklung (EFRE) sind im Mehrjährigen Finanzrahmen 2021 – 2027 insgesamt 330,2 Mrd. Euro vorgesehen. Auf EU-Ebene soll der EFRE nach dem Vorschlag der EU-Kommission mit einer Quote von 30 Prozent zur Verwirklichung der Klimaschutzziele beitragen. Die Mitgliedstaaten selbst müssen im Rahmen der thematischen Konzentration einen bestimmten Mindestanteil der EFRE-Förderung für Investitionen in das Politische Ziel 1 (innovativer und intelligenter wirtschaftlicher Wandel) und das Politische Ziel 2 (Klima- und Umweltschutz) vorsehen. Ein besonderer Schwerpunkt im Rahmen des Politischen Ziels 2 ist die Förderung von erneuerbaren Energien und Energieeffizienzmaßnahmen sowie die Reduzierung von CO_2-Emissionen. In der Förderperiode 2014 – 2020 fördert der EFRE den CO_2-Abbau in allen Branchen der Wirtschaft und ist damit ein wichtiges wirtschaftspolitisches Instrument zur Erreichung der Klimaschutzziele. Fokus liegt in der laufenden Förderperiode in Deutschland – über erneuerbare Energien und Energieeffizienzmaßnahmen hinaus – auf der nachhaltigen städtischen Mobilität und der Ressourceneffizienz.

→ Der so genannte Mechanismus für einen gerechten Übergang (Just Transition Mechanism, JTM) vereinigt Mittel aus dem EU-Haushalt, aus dem InvestEU-Garantiefonds und aus einer Darlehensfazilität der EIB sowie Kofinanzierungen der Mitgliedstaaten. Sie sollen die strukturellen Verwerfungen in Regionen mit großer Abhängigkeit von Kohle-, Torf- oder Ölschiefergewinnung bzw. von CO_2-intensiven Industrien abfedern. Teil dieses Mechanismus ist auch der Fonds für einen gerechten Übergang (Just Transition Fund – JTF) mit einer eigenen Mittelausstattung von 7,5 Milliarden Euro für den Zeitraum 2021 – 2027 zuzüglich 10 Milliarden Euro zusätzlicher Covid-19-Hilfen im Zeitraum 2021 – 2023, von denen 2,24 Milliarden Euro in deutsche Regionen fließen würden. Daneben sollen die Beihilfevorschriften besser auf die Bedürfnisse besonders betroffener Regionen und Sektoren zugeschnitten werden.

→ Nicht zuletzt sollen Einnahmen aus der Versteigerung von ETS-Zertifikaten eingesetzt werden, um Investitionen in den Klimaschutz zu finanzieren; dies soll einerseits über den Innovations- und den Modernisierungsfonds, die Teil des ETS sind, geschehen, andererseits über Zuweisungen von Versteigerungseinnahmen an den EU-Haushalt.

→ Unabhängig vom Aufbauinstrument enthält der Mehrjährige Finanzrahmen (MFR) 2021 – 2027 bereits mit der Connecting Europe Facility (CEF) ein wichtiges Instrument für die Förderung von Energieinfrastruktur insgesamt und grenzüberschreitenden Projekten im Bereich der erneuerbaren Energien. Die CEF sieht in der derzeitigen Entwurfsfassung eine Ausstattung für den Energiesektor in Höhe von 5,18 Mrd. Euro vor.

Mit dem EU-Finanzierungsmechanismus für erneuerbare Energien, der 2018 unter der EU-Verordnung über die Governance der Energieunion geschaffen wurde und Ende 2020 operationalisiert wird, können EU-weite Ausschreibungen zum Ausbau der erneuerbaren Energien umgesetzt und grenzüberschreitende Projekte über Investitionszuschüsse gefördert werden. Die Ausschreibungen bzw. Investitionszuschüsse können durch Beiträge der Mitgliedstaaten oder durch Unionsmittel finanziert werden. Bislang stehen jedoch noch keine Unionsmittel zur Verfügung.

Neben der EIB messen inzwischen große Teile der Finanzmarktbranche der so genannten „Grünen Finanzierung“ einen höheren Stellenwert als bisher bei. Zahlreiche Notenbanken und Finanzaufsichtsbehörden, darunter die Deutsche Bundesbank und die Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht (BaFin), haben sich im September 2017 zum NGFS (Network for Greening the Financial System) zusammengeschlossen, um nachhaltige Aspekte im weltweiten Finanzsystem zu stärken. Das Netzwerk zählt derzeit rund 70 Mitglieder. Einige Notenbanken und Staatsfonds arbeiten ganz konkret daran, ihr Portfolio so umzugestalten, dass Papiere mit Risiken für die Nachhaltigkeit ausgeschlossen bleiben oder sogar konkrete Emissionsziele erreicht werden. Unter dem Titel „Net-Zero Asset Owner Alliance“ haben sich verschiedene Großinvestoren unter dem Dach der Vereinten Nationen dazu entschlossen, ihre Anlageportfolios bis 2050 klimaneutral zu stellen. Die Zahl der Mitglieder wächst und erreicht bereits einen hohen Marktanteil. Zudem haben verschiedene Versicherungsgesellschaften angekündigt, keine Unternehmen mehr zu versichern, die hauptsächlich auf Kohle oder generell auf fossile Brennstoffe setzen. Nach Angaben von REN21 (2019) hatten bis Ende 2018 insgesamt rund 1.000 verschiedene Institutionen mit professionell gemanagtem Investmentvermögen in Höhe von knapp 8 Billionen US-Dollar erklärt, aus der Finanzierung von fossilen Energien auszusteigen. In Deutschland haben im Juli 2019 16 deutsche Banken und Finanzakteure – darunter auch Großbanken wie Deutsche Bank und Commerzbank – eine Selbstverpflichtung für mehr Klimaschutz unterzeichnet. Sie verpflichten sich, ihre Kredit- und Investmentgeschäfte bis 2022 in Einklang mit den Pariser Klimaschutzzielen zu bringen und gegenseitig akzeptierte Methoden zur Messung der Klimaauswirkungen ihrer Kredit- und Investmentgeschäfte einzuführen.

Die Überlegungen zum „Green Deal“ mit Inhalten zu füllen, war eine der Aufgaben der deutschen EU-Ratspräsidentschaft im zweiten Halbjahr 2020. Im Zuge der Covid-19-Pandemie stellt sich die zusätzliche Herausforderung, die Chancen des Green Deal im Zusammenhang mit den dafür notwendigen innovativen Energietechnologien zu nutzen, um die europäische Wirtschaft wieder auf Wachstumskurs zu bringen, ihre Resilienz in Krisensituationen zu stärken und darüber hinaus eine Führungsrolle bei wichtigen Technologien anzustreben. Dazu trugen die für die Präsidentschaft gesetzten Themenschwerpunkte bei: Stärkung der Zusammenarbeit im Bereich Offshore und anderer erneuerbarer Energien sowie der Hochlauf eines europäischen Wasserstoffmarktes. Daneben stehen Instrumente zur Erreichung der EU-2030-Ziele für erneuerbare Energien und Energieeffizienz sowie Fragen zur Versorgungssicherheit in Krisenzeiten auf der Agenda für die deutsche Ratspräsidentschaft. Die im 2. Halbjahr 2020 durch die EU-Kommission vorgelegten Strategien für den Energiebereich liefern hierfür wichtige Grundlagen und werden ebenfalls umfangreich diskutiert, um die für 2021 angekündigten Legislativdossiers vorzubereiten.

Konkret hat die EU-Kommission bereits ihre Strategien für die Integration des Energiesystems und für Wasserstoff vorgestellt. Die Strategie zur Integration des Energiesystems zielt auf eine umfassende und beschleunigte Energiewende für eine klimaneutrale Wirtschaft, die auf der Idee einer koordinierten Planung und Operation des Energiesystems als „Ganzes“ beruht – über verschiedene Energieträger, Infrastrukturen und Verbrauchssektoren hinweg. Zentral in der Strategie sind die Konzepte eines zirkulären Energiesystems mit Energieeffizienz im Mittelpunkt, einer stärkeren direkten Elektrifizierung und der Nutzung erneuerbarer und CO_2-armer Energieträger inkl. Wasser-

stoff. In einem umfangreichen „Aktionsplan“ stellt die EU-Kommission legislative und nichtlegislative Einzelmaßnahmen für die kommenden Jahre dar. Die EU-Wasserstoffstrategie ergänzt die Strategie zur Integration des Energiesystems und beschreibt eine strategische Roadmap, wie Wasserstoff zur Erreichung eines dekarbonisierten europäischen Energiesystems beitragen soll. Zudem soll die Strategie zur Erschließung der großen industriepolitischen Chancen von Wasserstofftechnologien für europäische Unternehmen beitragen. Es sollen insbesondere über die European Clean Hydrogen Alliance eine Investitionsagenda und konkrete Projekte erarbeitet werden.

Daneben hat die EU-Kommission im Oktober 2020 eine Mitteilung über eine Renovierungswelle in Europa veröffentlicht. Ziel ist es, durch geeignete Maßnahmen die jährliche Quote der energetischen Sanierungen von Wohn- und Nichtwohngebäuden bis 2030 mindestens zu verdoppeln und damit dem Baugewerbe wichtige wirtschaftliche Impulse zu geben. Eng verzahnt mit den Maßnahmen des Green Deal ist das Aufbauinstrument NGEU, der so genannte „Recovery Plan“ der EU-Kommission. Er wurde als Reaktion auf die pandemiebedingte Wirtschaftskrise entworfen und enthält auch energiebezogene Aspekte. So können einige der – teils neu geschaffenen, teils gestärkten – Finanzinstrumente aus dem Recovery Plan den Energiesektor unterstützen (z. B. gestärkter „Just Transition Mechanism“). Allerdings steht eine Einigung zwischen Rat und Parlament noch aus (siehe auch Kasten „Finanzierungsaspekte“). Beide Strategien sollen zur Erreichung der nachhaltigen Entwicklungsziele der EU und zur Erreichung der Ziele des Pariser Abkommens beitragen.

Bereits im November 2018 legte die EU-Kommission eine Mitteilung mit Überlegungen zu einer langfristigen EU-Klimastrategie vor. In ihrer Mitteilung präsentiert die EU-Kommission verschiedene Szenarien, u. a wie bis 2050 Netto-Nullemissionen erreicht werden können. Die Szenarien enthalten ein breites, variierendes Portfolio von Minderungsoptionen. Dazu zählen zunächst der umfangreiche Einsatz von erneuerbaren Energieträgern und eine Steigerung der Energieeffizienz. Darüber hinaus sollen Potenziale der Kreislaufwirtschaft genutzt, Änderungen des Verbraucherverhaltens angestrebt, ein Brennstoffwechsel zu alternativen Kraftstoffen gefördert, natürliche Kohlenstoffsenken gestärkt sowie negative Emissionen beispielsweise über CCS erreicht werden. Um zu Netto-Null-Treibhausgasemissionen zu gelangen, sei es laut EU-Kommission notwendig, das Potenzial aller Optionen zu maximieren, Senken im großen Maße auszubauen sowie bei der Mobilität konsequent umzudenken. Die Strategie wurde im März 2020 vom Europäischen Rat angenommen und, wie im Übereinkommen von Paris vereinbart, dem Sekretariat des Rahmenübereinkommens der Vereinten Nationen über Klimaänderungen (UNFCCC) vorgelegt.

Das neue EU-Strommarkt-Design, das Ende 2018 beschlossen wurde, richtet den europäischen Strombinnenmarkt auf die Herausforderung einer sicheren und bezahlbaren Energieversorgung mit steigenden Anteilen erneuerbarer Energien aus. Es setzt dabei auf mehr Wettbewerb und entspricht damit der deutschen Entscheidung für einen Strommarkt 2.0. Dem Wettbewerb sollen insbesondere freie Preissignale, eine stärkere Rolle der Verbraucher sowie ein ungehinderter, auch kurzfristig möglicher grenzüberschreitender Stromaustausch dienen. Daneben sollen Mindestanforderungen für Kapazitätsmärkte gelten, damit sie den Wettbewerb nicht verzerren; insbesondere sind zeitliche Beschränkungen vorgesehen. Subventionen für CO_2-intensive Kraftwerke sollen nach und nach abgebaut werden. In vielen Fällen besteht für die Mitgliedstaaten Flexibilität, wie sie bestimmte Herausforderungen angehen; so können sie bei-

spielsweise selbst entscheiden, wie sie interne Engpässe, die den grenzüberschreitenden Handel erschweren, beseitigen.

Klarer Zielwert ist in jedem Fall, dass bis Ende 2025 schrittweise 70 Prozent der Übertragungskapazität in den Mitgliedstaaten für den grenzüberschreitenden Handel zur Verfügung gestellt werden müssen. Für den Fall, dass ein Mitgliedstaat diese Regelung nicht einhält, kann die EU-Kommission als letzte Konsequenz einen Neuzuschnitt der Gebotszonen beschließen. Eine Aufteilung Deutschlands in mehrere Gebotszonen gilt es dabei zu vermeiden. Denn das große deutsche Marktgebiet ermöglicht es, geographische Ausgleichseffekte bei Erzeugung und Verbrauch zu nutzen. Die hohe Liquidität im Strommarkt hilft dabei, Angebot und Nachfrage auch bei fluktuierender Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien flexibel und effizient zusammenzuführen. Außerdem reduziert sie die Macht von großen Anbietern über das Marktergebnis und ermöglicht innovativen Akteuren den Markteintritt. Einheitliche Großhandelspreise sorgen dafür, dass sich im Strommix die kostengünstigsten Erzeugungstechnologien unabhängig vom Standort innerhalb von Deutschland durchsetzen.

Um die 70 Prozent der Übertragungskapazität einzuhalten, hat Deutschland Ende 2019 einen Aktionsplan vorgelegt. Dieser Aktionsplan ist nach der neuen Strommarkt-Verordnung vorgesehen. Er enthält alle notwendigen Maßnahmen, um die schrittweise Einhaltung der 70 Prozent Übertragungskapazität für den Handel bis 2025 zu garantieren. Kern des Aktionsplans bilden zahlreiche Maßnahmen zur Verringerung von Netzengpässen und zur Optimierung des Redispatch. Die Maßnahmen untergliedern sich in nationale Maßnahmen und in regionale Initiativen der grenzüberschreitenden Zusammenarbeit. Darüber hinaus legt der Aktionsplan Gebotszone die Grundsätze zur Berechnung der Startwerte für die Mindesthandelskapazitäten dar. Sie sind die Basis für die linearen Anstiegspfade auf 70 Prozent, die seit Anfang 2020 gelten.

Eine wichtige Voraussetzung für einen funktionierenden Strombinnenmarkt ist eine gute regionale Zusammenarbeit. Hier hat sich die Beteiligung Deutschlands in verschiedenen Kooperationsplattformen bewährt. So arbeitet Deutschland im Pentalateralen Energieforum zu Strom- und Gasthemen eng mit den Benelux-Staaten und Frankreich sowie – bei Stromfragen – zusätzlich mit Österreich und der Schweiz zusammen. Ziele sind, nationale Energiemärkte stärker miteinander zu verzahnen, Fragen der Versorgungssicherheit und Risikovorsorge gemeinsam zu erörtern und ein gemeinsames Bild der Herausforderungen und notwendigen Maßnahmen zur Umsetzung einer europäischen Energiewende zu erarbeiten. In der Nordsee-Energiekooperation (NSEC) hat Deutschland im Januar 2020 für ein Jahr die Präsidentschaft übernommen. Hier soll der Ausbau der Offshore-Energien, insb. Wind, und der Netzinfrastruktur auf See vorangebracht werden. Im Juli 2020 beschlossen die Energie- und Wirtschaftsminister der Nordsee-Anrainer und die EU-Kommissarin für Energie in einer gemeinsamen Erklärung insb. die Forderung nach verbesserten Rahmenbedingungen in Form eines „EU-enabling framework“ für gemeinsame und hybride Wind-Offshore-Projekte. In der BEMIP-Kooperation (Baltic Energy Market Interconnection Plan) tauscht sich Deutschland mit den Ostsee-Anrainerstaaten zu verschiedenen Energiethemen aus, nimmt aber ebenfalls Offshore-Wind-Energie stärker ins Blickfeld. Schließlich nutzt Deutschland den Kreis seiner Stromnachbarn, um seine Nachbarstaaten regelmäßig zur nationalen Energiepolitik zu konsultieren. Auch bilateral gibt es eine intensive Zusammenarbeit mit anderen EU-Mitgliedstaaten. So haben sich Deutschland und Frankreich beispielsweise im Januar 2019 anlässlich des „Vertra-

ges von Aachen“ darauf geeinigt, eine gemeinsame hochrangige Arbeitsgruppe für Energiepolitik zu gründen.

Ganz konkret gibt es zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern eine Reihe von grenzüberschreitenden Vorhaben, die der Integration des europäischen Strommarktes dienen. Zwei Beispiele: Im Rahmen der Deutsch-Französischen Energieplattform arbeiten die Energieagenturen dena auf deutscher Seite und ADEME auf französischer Seite an der Umsetzung eines Schaufensterprojekts zur Systemintegration in Form eines grenzüberschreitenden Smart Grids. Ziel der sog. „Smart Border Initiative“ ist es insbesondere, die Bewirtschaftung der Verteilernetze in der Region Saarland-Lothringen über ein virtuelles Managementtool sowie über eine neue physische Verbindung auf Verteilernetzebene zu optimieren. Das geplante Smart Grid soll auch über Schnittpunkte und zusätzliche Module im Bereich Elektromobilität und im Bereich Wärme/Energieeffizienz verfügen. Das Projekt hat den Status eines Project of Common Interest (PCI) durchlaufen. Daneben hat zwischen Deutschland und Belgien der Bau der ersten deutsch-belgischen Strombrücke auf Übertragungsnetzebene, also einer Verbindung zwischen beiden nationalen Stromnetzen, begonnen. Ziel ist es, den Netzbetrieb in der Region zu stabilisieren und den belgischen Bedarf an Strom auch aus Deutschland zu decken.

Um die europäischen Strom- und Gasmärkte stärker zu integrieren, die Versorgungssicherheit zu verbessern und Systemkosten zu senken, unterstützt die EU Infrastrukturvorhaben von gemeinsamem Interesse. Die EU-Kommission hat einen Investitionsbedarf in die europäische Strom- und Gasinfrastruktur von über 200 Milliarden Euro ausgemacht. Damit dieser Bedarf gedeckt werden kann, werden verschiedene Programme genutzt, wie z. B. die Connecting Europe Fazilität (CEF) oder das Europäische Energieprogramm zur Konjunkturbelebung (EEPR). Die finanzielle Unterstützung der Union im Rahmen der CEF ist ein wichtiger Faktor bei der Umsetzung einiger entscheidender Energieinfrastrukturvorhaben von gemeinsamem Interesse („Projects of Common Interest“, PCI) in den Bereichen Strom und Gas. Die Vorhaben sollen den Mitgliedstaaten auch dabei helfen, ihr Verbundziel zu erreichen.

Einen entscheidenden Beitrag zur Versorgungssicherheit liefert auch eine Diversifizierung der Energieversorgung. Sie ist deshalb ein wesentliches Anliegen auf europäischer wie auch auf nationaler Ebene. Ein wichtiger Baustein zur Diversifizierung der Energieversorgung der europäischen Union ist der direkte Import von verflüssigtem Erdgas (Liquefied Natural Gas, LNG) aus unterschiedlichen Lieferquellen. Zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für den Aufbau entsprechender LNG-Infrastruktur in Deutschland hat die Bundesregierung 2019 mit einer Rechtsverordnung beigetragen (siehe Kapitel 9). Derzeit planen private Investoren LNG-Importterminals in Deutschland. Zu mehr Diversifizierung in der Europäischen Union werden der sog. Südliche Gaskorridor sowie die im Bau befindliche Nord Stream 2 Pipeline beitragen.

In Bezug auf den Gasbinnenmarkt plant die EU-Kommission im Jahr 2021 eine Reform der Regulierung. Dabei wird es u. a. um die weitere Umsetzung des 3. Binnenmarktpaketes im Gasbereich, Wettbewerbsfragen bei LNG, einen Abbau der Hemmnisse für die Sektorkopplung und das Marktdesign für den künftigen EU-Binnenmarkt für Wasserstoff gehen. Um langfristig stabile Lieferbeziehungen mit Russland und der Ukraine zu erreichen, hat die Bundesregierung die Verhandlungen zwischen diesen Ländern unterstützt. Auf diese Weise wurde ein zunächst für fünf Jahre geltender Rahmen für die Lieferbeziehungen verhan-

delt, der auf zehn Jahre verlängert werden kann. All das zeigt, dass der Gasmarkt auf nationaler und europäischer Ebene mehr und mehr in den Fokus rückt. Allerdings hat im Moment die mit der Covid-19-Pandemie verbundene weltweite Rezession einen negativen Effekt auf die Gasnachfrage.

Wesentliche bisherige Maßnahmen der europäischen Energiepolitik

Paket „Saubere Energie für alle Europäer“

- Verordnung zur Governance der Energieunion und endgültiger Nationaler Energie- und Klimaplan (NECP)
- Novelle der Erneuerbare-Energien-Richtlinie
- (Concerted Action Erneuerbare Energien (CA-RES))
- Novelle der Energieeffizienz-Richtlinie
- Novelle der Gebäudeeffizienz-Richtlinie
- (Initiative „Beschleunigung der Umstellung auf saubere Energie in Gebäuden“)
- Novelle der Verordnung zum Elektrizitäts-Binnenmarkt
- Novelle der Richtlinie zum Elektrizitäts-Binnenmarkt
- Novelle der ACER-Verordnung
- Risikovorsorge-Verordnung
- (EU-2030-Interkonnektivitätsziel)

Klimaschutz und Green Deal

- Mitteilung zum „Green Deal“
- Europäisches Klimagesetz
- Climate Target Plan
- Energiebezogene Aspekte des „Recovery Plans“
- EU-Investitionsplan mit Maßnahmen zur Finanzierung des „Green Deal“
- Fonds für den gerechten Übergang (Just Transition Mechanism (JTM))
- EU-Aktionsplan „Finanzierung nachhaltigen Wachstums“
- Strategie zur Integration des Energiesystems („energy system integration“)
- EU-Wasserstoffstrategie
- Strategie für erneuerbare Energien auf See
- „Renovierungswelle“
- Langfristige EU-Klimaschutzstrategie
- Programm für Umwelt- und Klimapolitik (LIFE)
- EU-Ökodesign-Richtlinie
- Strategie zur Verringerung der Methanemissionen
- Europäischer Klimapakt

Infrastruktur, Versorgungssicherheit, grenzüberschreitende Zusammenarbeit

- Grenzüberschreitender Netzausbau
- Regionale Kooperationen
- Strom-Engpassbewirtschaftung an der deutsch-österreichischen Grenze
- Novelle der TEN-E-VO
- Programme zur Finanzierung von Strom- und Gasinfrastruktur
- Novelle der Erdgasbinnenmarkt-Richtlinie
- Maßnahmen zur Diversifizierung der Gasinfrastruktur
- Energiediplomatie-Aktionsplan

3.2 Klimaschutz im Europäischen Emissionshandel und unter der europäischen Lastenteilung

Das im Jahr 2005 eingeführte Europäische Emissionshandelssystem (EU-Emissions Trading System, EU-ETS) erfasst die Emissionen von europaweit rund 10.600 Anlagen der Energiewirtschaft und der energieintensiven Industrie sowie seit 2012 die Emissionen des innereuropäischen Luft-

verkehrs in den 28 Mitgliedstaaten der EU sowie Norwegen, Island und Liechtenstein. Zusammen verursachen die erfassten Sektoren etwa 40 Prozent aller THG-Emissionen in Europa. Das Ziel, die Treibhausgasemissionen bis 2020 EU-weit um 20 Prozent gegenüber 1990 bzw. um 14 Prozent gegenüber 2005 zu senken, ist dabei aufgeteilt: Etwa zwei Drittel der Minderungen sollen auf die Sektoren innerhalb des EU-ETS entfallen, ein Drittel auf die Sektoren, die nicht dem EU-ETS angehören. Daraus ergibt sich für die EU-ETS-Sektoren bis 2020 ein Minderungsziel von 21 Prozent gegenüber 2005 (Luftverkehr: minus 5 Prozent). Um dieses Ziel zu erreichen, muss die Gesamtmenge der im Markt befindlichen Emissionsberechtigungen in der dritten Handelsperiode 2013 – 2020 jedes Jahr um den Faktor von 1,74 Prozent, das sind 38 Millionen Emissionsberechtigungen, sinken. Die Berechtigungen werden den Anlagen bzw. Luftverkehrsbetreibern entweder kostenlos zugeteilt oder sie müssen sie ersteigern. Am Markt sind sie frei handelbar.

Zu den künftigen Post-Brexit-Beziehungen des Vereinigten Königreichs und der EU in Bezug auf das EU-ETS gibt es noch keine Einigung. Die Regierung des Vereinigten Königreichs plant, das System zu verlassen und ein eigenes CO_2-Bepreisungssystem zu schaffen. Da das Vereinigte Königreich derzeit noch Mitglied im EU-ETS ist, erfolgt die Analyse in diesem Unterkapitel zu ETS und Non-ETS für das Aggregat der EU-28.

Das 2020-Minderungsziel der vom EU-ETS erfassten Bereiche wird bereits übererfüllt. Gegenüber 2005 ergab sich 2019 ein Emissionsrückgang von insgesamt 36 Prozent (gefordert: 21 Prozent) in den stationären Anlagen (ohne Luftverkehr) von 2,37 auf 1,53 Milliarden Tonnen CO_2-Äquivalente[1]. Gegenüber 2018 gab es einen Rückgang von gut 9 Prozent, der im Wesentlichen auf die Strom- und Wärmeerzeugung zurückzuführen ist. In der Industrie gingen die Emissionen dagegen nur geringfügig zurück. Im Luftverkehr stiegen sie weiter an, allerdings in geringerem Ausmaß als in früheren Jahren (plus 1 Prozent). In dem deutlichen Emissionsrückgang spiegeln sich noch nicht die Auswirkungen der im Frühjahr 2020 einsetzenden Covid-19-Pandemie wider.

In Deutschland waren im Jahr 2019 nach Angaben der Deutschen Emissionshandelsstelle (DEHSt) 1.851 Anlagen (ohne Luftverkehr) im EU-ETS erfasst, die sich etwa zur Hälfte aus Anlagen des Energie- und des Industriesektors zusammensetzten (DEHSt (2020)). Zusammen emittierten sie 363 Millionen Tonnen CO_2-Äquivalent und damit 14 Prozent weniger als im Vorjahr (2018: 422 Millionen Tonnen). Der Rückgang ist der stärkste seit Beginn des Emissionshandels im Jahr 2005 und hauptsächlich auf den Energiesektor zurückzuführen. Im gesamten Zeitraum von 2005 bis 2019 sind die Emissionen in Deutschland um rund 30 Prozent gesunken und damit weniger stark als im europäischen Durchschnitt (minus 36 Prozent). Seit Beginn der dritten Handelsperiode des EU-ETS im Jahr 2013 hat sich der Rückgang der Emissionen allerdings europaweit verlangsamt: Im Jahr 2019 lagen die Emissionen um etwa 20 Prozent unterhalb des Werts von 2013. Der Rückgang der Emissionen in Deutschland im selben Zeitraum war mit minus 25 Prozent etwas stärker.

Ein gutes Funktionieren des europäischen Emissionshandelssystems mit adäquaten Preissignalen für Investitionen in CO_2-arme Technologien ist eine entscheidende Voraussetzung für eine klimafreundliche Wirtschaft. Zwischen 2008 und 2013

1 Vorläufige Angaben der EU-Kommission, Stand: 01.05.2020.

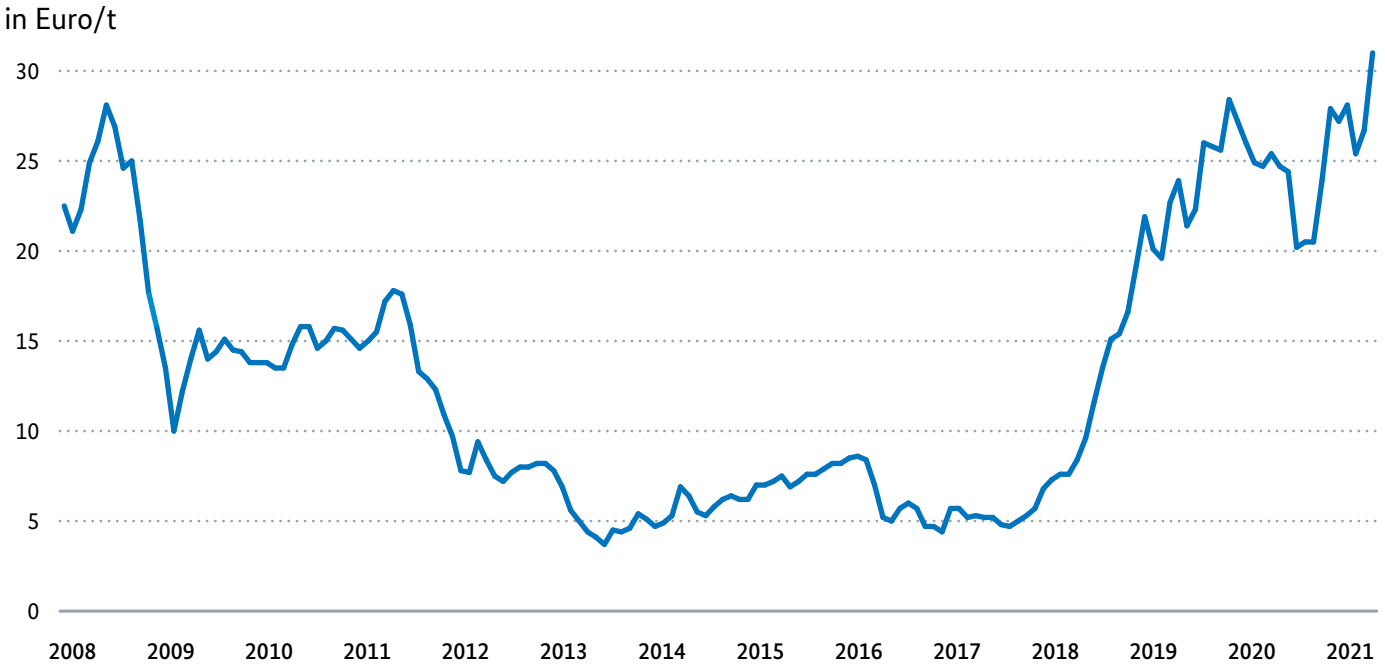
war der Preis für die Emissionszertifikate im EU-ETS im Trend stark gefallen (siehe Abbildung 3.5). Hintergrund des Preisverfalls war, dass sich, u. a. im Zuge der Wirtschafts- und Finanzkrise, große Mengen an überschüssigen Zertifikaten ansammelten. Bei der im April 2018 in Kraft getretenen Reform des EU-ETS für die vierte Handelsperiode 2021 – 2030 hat sich die Bundesregierung gemeinsam mit anderen Mitgliedstaaten erfolgreich für eine Stärkung des Emissionshandels und insbesondere seines Preissignals durch den nachhaltigen Abbau des Überschusses an Zertifikaten eingesetzt.

So ist seit 2019 eine sogenannte Marktstabilitätsreserve aktiv. Über diese Reserve wird das Angebot an Zertifikaten im Emissionshandelsmarkt angepasst. Von der jährlich ermittelten Gesamtmenge der überschüssigen Zertifikate (sogenannte „Umlaufmenge“) wird ein Teil in die Reserve überführt und nicht mehr versteigert, wenn die Umlaufmenge den Schwellenwert von 833 Millionen Zertifikaten überschreitet. Fällt der Überschuss unter ein Minimum von 400 Millionen Zertifikaten, werden Zertifikate aus der Reserve wieder zurück in den Markt überführt. Durch die Reform des Emissionshandels wurde die Entnahmerate der Marktstabilitätsreserve von 12 auf 24 Prozent der Umlaufmenge erhöht. Ende 2019 betrug der Gesamtüberschuss noch etwa 1,39 Milliarden Zertifikate. Zudem wurde beschlossen, die im Rahmen des sogenannten „Backloading“ zurückgehaltenen 900 Millionen Emissionsberechtigungen nicht wie ursprünglich geplant zu versteigern, sondern in die Marktstabilitätsreserve zu überführen. Ab 2023 soll außerdem die Menge an Zertifikaten in der Marktstabilitätsreserve auf die im Vorjahr versteigerte Menge begrenzt werden. Die restlichen Zertifikate in der Reserve werden gelöscht. Daneben besteht auch die Möglichkeit, dass Länder Zertifikate vom Markt nehmen, wenn bei ihnen Kraftwerkskapazitäten stillgelegt werden. Eine solche Lösung sieht Deutschland beispielsweise für seinen Kohleausstieg vor. Das Kohleausstiegsgesetz sieht vor, dass mindestens zwei unabhängige Gutachten analysieren, ob und in welchem Umfang die Bundesregierung freiwerdende Zertifikate löschen wird.

Der Erfolg der Reform ist in der Preisentwicklung sichtbar: Ab Mitte des Jahres 2017 stieg der Preis für europäische Emissionsberechtigungen stark an und lag im Jahresdurschnitt 2019 bei rund 25 Euro. Auf diese Weise wurden Anreize für den Brennstoffwechsel von Kohle auf Gas gesetzt und die Rahmenbedingungen für Investitionen in CO_2-arme Technologien gestärkt. Allerdings sind die Zertifikatspreise im März 2020 vor allem im Zuge der Covid-19-Pandemie wieder deutlich zurückgegangen, anschließend dann wieder gestiegen. Derzeit notiert der Preis bei rund 25 Euro (Stand: 17.11.2020). Auch die Weltmarktpreise für bedeutende fossile Energieträger wie Öl und Gas haben im März 2020 Tiefstände erreicht, sich danach jedoch wieder stabilisiert.

Generell sieht die Reform des EU-ETS vor, dass die ETS-Sektoren Energiewirtschaft und Industrie ihre Emissionen bis 2030 gegenüber 2005 um 43 Prozent verringern. Das bedeutet, dass die Gesamtzahl der Emissionszertifikate schneller sinken wird als bislang, und zwar ab 2021 um 2,2 Prozent jährlich (rund 48 Millionen) statt um 1,74 Prozent (rund 38 Millionen) in der laufenden Handelsperiode. Dies entspricht einer Reduktion um rund 484 Millionen Tonnen CO_2-Äquivalent zwischen 2021 und 2030. Diese Menge entspricht mehr als der Hälfte der jährlichen Treibhausgasemissionen in Deutschland. Die Möglichkeit, zertifizierte Emissionsminderungen in Drittstaaten

Abbildung 3.3: CO_2-Preis im EU-Emissionshandelssystem



Quelle: AGEB 04/2020

über die Programme Clean Development Mechanism (CDM) bzw. Joint Implementation (JI) anrechnen zu lassen, besteht ab 2021 nicht mehr.

Daneben ist mit der Reform sichergestellt, dass die energieintensive und im internationalen Wettbewerb stehende Industrie weiterhin vor unfairem Wettbewerb durch Unternehmen in Ländern mit geringeren Klimaschutzanforderungen geschützt wird. Dementsprechend werden auch in der kommenden Handelsperiode Maßnahmen zur Vermeidung des sogenannten „Carbon Leakage“ ergriffen (siehe auch Kapitel 10). Unter Carbon Leakage versteht man die Verlagerung von CO_2-Emissionen aufgrund von Produktionsverlagerungen in Länder, die eine weniger ambitionierte Klimaschutzpolitik betreiben. Um dies zu verhindern, gibt es in der Handelsperiode 2021 – 2030 weiterhin eine anteilige Zuteilung von kostenlosen Zertifikaten an Emittenten, die dem Risiko einer Emissionsverlagerung ausgesetzt sind. Gegenüber der aktuellen Handelsperiode sind die Regelungen jedoch gezielter auf das tatsächliche Carbon-Leakage-Risiko zugeschnitten. So fällt die Liste der Sektoren, die von der kostenlosen Zuteilung profitieren sollen, mit 63 statt 175 Sektoren deutlich kürzer aus als die bis Ende 2020 gültige Liste. Darüber hinaus werden ein Europäischer Innovations- und ein Modernisierungsfonds zur Modernisierung von Energiesystemen und zur Förderung von Technologien eingerichtet, die langfristig zu einer klimafreundlichen Transformation der Wirtschaft beitragen sollen. Die Fonds werden aus Auktionserlösen aus dem EU-ETS finanziert. Dabei werden auch innovative Industrietechnologien in Deutschland förderfähig sein.

Außerhalb der EU haben auch andere Regionen der Welt Emissionshandelssysteme etabliert oder sind dabei, dies zu tun. Neben China, das neben laufenden Pilotsystemen in acht Provinzen in Zukunft auch ein nationales System einführen will, gehören dazu beispielsweise Kalifornien, einige kanadische Provinzen, Südkorea, Neuseeland und die Schweiz. Mit der Schweiz hat die EU ein Abkommen ratifiziert, das beide Systeme zum 1. Januar 2020 verknüpft hat. Dadurch vergrößerte sich der abgaberelevante Anwendungsbereich im Luftverkehr um die Flüge zwischen dem EWR und der Schweiz. Die Verknüpfung des europäischen Emissionshandels mit weiteren Emissionshandelssystemen weltweit bleibt ein Anliegen der Bundesregierung, das sie durch verschiedene Initiativen und in verschiedenen Foren, u.a. im Rahmen der G20, einbringt.

Es reicht allerdings für das Erreichen des EU-Emissionsreduktionsziels nicht aus, den Blick lediglich auf das EU-ETS zu lenken. Denn auch die Nicht-ETS-Sektoren (insbesondere Gebäude, Verkehr ohne Luftverkehr, Landwirtschaft, kleine Industrieanlagen, Abfall) müssen einen entscheidenden Beitrag leisten, um die Emissionen zu senken. Hier lagen die Emissionen EU-weit im Jahr 2018 bereits um gut 11 Prozent unter dem Wert von 2005. Zudem sind sie gegenüber 2017 nach einem drei Jahre währenden Anstieg um 0,9 Prozent gesunken. Somit dürfte das Erreichen des 2020-Ziels von minus 10 Prozent kaum noch gefährdet sein. Dabei ist das Bild in den einzelnen Sektoren sehr unterschiedlich: Während die Emissionen im Verkehr seit fünf Jahren kontinuierlich ansteigen, gibt es in anderen Sektoren wie den im Non-ETS-Bereich erfassten Industriebetrieben oder in der Abfallwirtschaft einen rückläufigen Trend.

Anders als das Ziel für die EU-ETS-Sektoren, ist das Minderungsziel für die Nicht-ETS-Sektoren in nationale Ziele für jeden Mitgliedstaat unterteilt. Diese sind bis zum Jahr 2020 in der im Jahr 2013 beschlossenen EU-Lastenteilungsentscheidung festgelegt.

Deutschland könnte sein Ziel, die Emissionen im Nicht-ETS-Bereich bis 2020 um 14 Prozent zu verringern, verfehlen. Dies wird wesentlich davon abhängen, wie stark die Emissionen im Jahr 2020 durch die Auswirkungen der Covid-19-Pandemie sinken. Die Mitgliedstaaten sind zwar rechtlich nicht verpflichtet, ihr jeweiliges 2020-Ziel punktgenau zu erreichen. Sie müssen aber nachweisen, dass sie für jedes Jahr zwischen 2013 und 2020 über ausreichende Emissionszuteilungen aus der EU-Lastenteilungsentscheidung verfügen, um die tatsächlichen Emissionen abzudecken. Nicht genutzte Zuteilungen können unbegrenzt in spätere Jahre des Geltungszeitraums oder an andere Mitgliedstaaten übertragen werden. Nach Angaben der DEHSt hat Deutschland seine Emissionen innerhalb des Lastenteilungsverfahrens für 2019 um rund 21,6 Millionen Tonnen überschritten. Demnach reichen auch die in den Vorjahren angesparten Emissionsrechte voraussichtlich nicht mehr aus, um diese Lücke zu decken.

Für die Sektoren außerhalb des EU-ETS ist im Juli 2018 die neue EU-Klimaschutzverordnung in Kraft getreten. Darin ist bis zum Jahr 2030 eine EU-weite Minderung der Treibhausgasemissionen um 30 Prozent gegenüber dem Jahr 2005 vorgesehen. Die verbindlichen nationalen Ziele für diesen Zeitraum liegen zwischen null und 40 Prozent Treibhausgasreduktion. Deutschland liegt mit 38 Prozent am oberen Rand. Hierfür ist wiederum ein konkreter Zielpfad vorgegeben, der die zu erreichenden Emissionsminderungen über den gesamten Zeitraum bis 2030 definiert. Das Ambitionsniveau entspricht in der Größenordnung den

entsprechenden nationalen Sektorzielen für 2030 aus dem Klimaschutzplan 2050 und hat gegenüber dem 2020-Ziel deutlich angezogen: Zwischen 2020 und 2030 werden erheblich weitreichendere jährliche Minderungen erreicht werden müssen als bislang. Die Mitgliedstaaten können die ihnen zugeordneten jährlichen Emissionszuteilungen in begrenztem Umfang zeitlich verteilen und untereinander übertragen. Besonderes Gewicht haben im Nicht-ETS-Bereich die Bereiche Verkehr und Gebäude, die für etwa ein Viertel bzw. ein Siebtel der Treibhausgasemissionen in der EU verantwortlich sind. In Deutschland wird der im Rahmen des Klimaschutzprogramms 2030 von der Bundesregierung beschlossene nationale Emissionshandel ab 2021 eine CO_2-Bepreisung für die Bereiche außerhalb des EU-ETS einführen. Er soll im Verbund mit anderen Instrumenten und Maßnahmen einen wesentlichen Beitrag zum Erreichen der Emissionsminderungsziele in Verkehr und Gebäuden leisten (siehe Kapitel 8).

Bis Juni 2021 will die EU-Kommission neben der Erneuerbaren- und der Energie-Effizienzrichtlinie auch das EU-ETS und die EU-Klimaschutzverordnung überprüfen und Änderungen vorschlagen. Dabei wird es auch um die Möglichkeit gehen, das EU-ETS auf bislang nicht einbezogene Sektoren auszuweiten. Eine solche Ausweitung würde Deutschland begrüßen und unterstützen. Außerdem ist ein Vorschlag für einen Grenzausgleichsmechanismus angekündigt, der den CO_2-Gehalt von Produkten aus dem Ausland mindestens in den Importpreisen abbilden soll. Denn: Bei einer Anhebung des EU-Klimaziels sind die bisherigen Maßnahmen gegen Carbon Leakage gegebenenfalls nicht mehr ausreichend.

Für den internationalen Flugverkehr, der für rund 2,5 Prozent der energiebedingten CO_2-Emissionen verantwortlich ist, hat die Internationale Zivilluftfahrt-Organisation (ICAO) im Juni 2018 verbindliche Richtlinien und Empfehlungen zur Kompensation des CO_2–Emissionswachstums ab 2020 für die internationale Luftfahrt (CORSIA: Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation) angenommen. Die darin festgelegten Anforderungen an das Monitoring der CO_2-Emissionen gelten ab 2019, die CO_2-Kompensationsanforderungen ab 2021 (Pilotphase). Der innereuropäische Luftverkehr nimmt seit 1. Januar 2012 am Europäischen Emissionshandel teil. Die ICAO-Regelungen sollen in der EU über die Emissionshandelsrichtlinie umgesetzt werden. Die EU-Kommission wird die Wirksamkeit der CORSIA-Regelungen prüfen und auf dieser Grundlage empfehlen, wie der Anwendungsbereich des europäischen Emissionshandelssystems für den Luftverkehr ausgestaltet werden soll.

In der Seeschifffahrt wird zurzeit die internationale Initiative zur Reduktion klimaschädlicher Emissionen außerhalb von Emissionshandelssystemen mit Maßnahmen unterlegt: 173 Mitgliedstaaten der Internationalen Seeschifffahrts-Organisation (IMO) haben sich 2018 im Rahmen einer freiwilligen, nicht bindenden Zusage darauf geeinigt, bis zum Jahr 2030 die Kohlenstoffintensität der internationalen Schifffahrt gegenüber 2008 um mindestens 40 Prozent zu senken, bis 2050 werden 70 Prozent angestrebt. Außerdem sollen bis 2050 die jährlichen Treibhausgasemissionen mindestens halbiert werden. Die Europäische Kommission plant, im Jahr 2021 Vorschläge vorzulegen, die dem Klimaschutz im Seeverkehr im Rahmen des Green Deal und des erhöhten EU-Klimaziels Rechnung tragen. Aus Sicht der Bundesregierung ist es wichtig, dabei sicherzustellen, dass die verschiedenen Maßnahmen der EU effektiv ineinandergreifen und geplante EU-Initiativen auch die Beschlüsse und Entwicklungen auf IMO-Ebene berücksichtigen. Daneben haben jüngst die in der Kreuzfahrtbranche aktiven Reedereien eine freiwillige Selbstverpflichtung mit dem Ziel vorgelegt,

bis 2030 den jährlichen CO_2-Ausstoß der Urlaubsschiffe um 40 Prozent gegenüber 2008 zu senken. Das Maritime Forschungsprogramm flankiert diesen Ansatz, indem Projekte verstärkt gefördert werden, die einen signifikanten Beitrag zur maritimen Energiewende leisten (siehe Kapitel 16). Durch die Verbesserung der Rahmenbedingungen für die Nutzung von Landstrom und die Förderung von Investitionen in Landstromanlagen sollen die Emissionen von Schiffen während der Liegezeit in deutschen Häfen reduziert werden. Insgesamt ist die Seeschifffahrt als durchaus bedeutender Emittent für 2 bis 3 Prozent des weltweiten CO_2-Ausstoßes verantwortlich. Sie emittiert jährlich mehr Kohlendioxid als Deutschland insgesamt. Lässt man die wirtschaftlichen Auswirkungen der Covid-19-Pandemie außen Betracht, hatten die Emissionen außerdem eine stark steigende Tendenz.

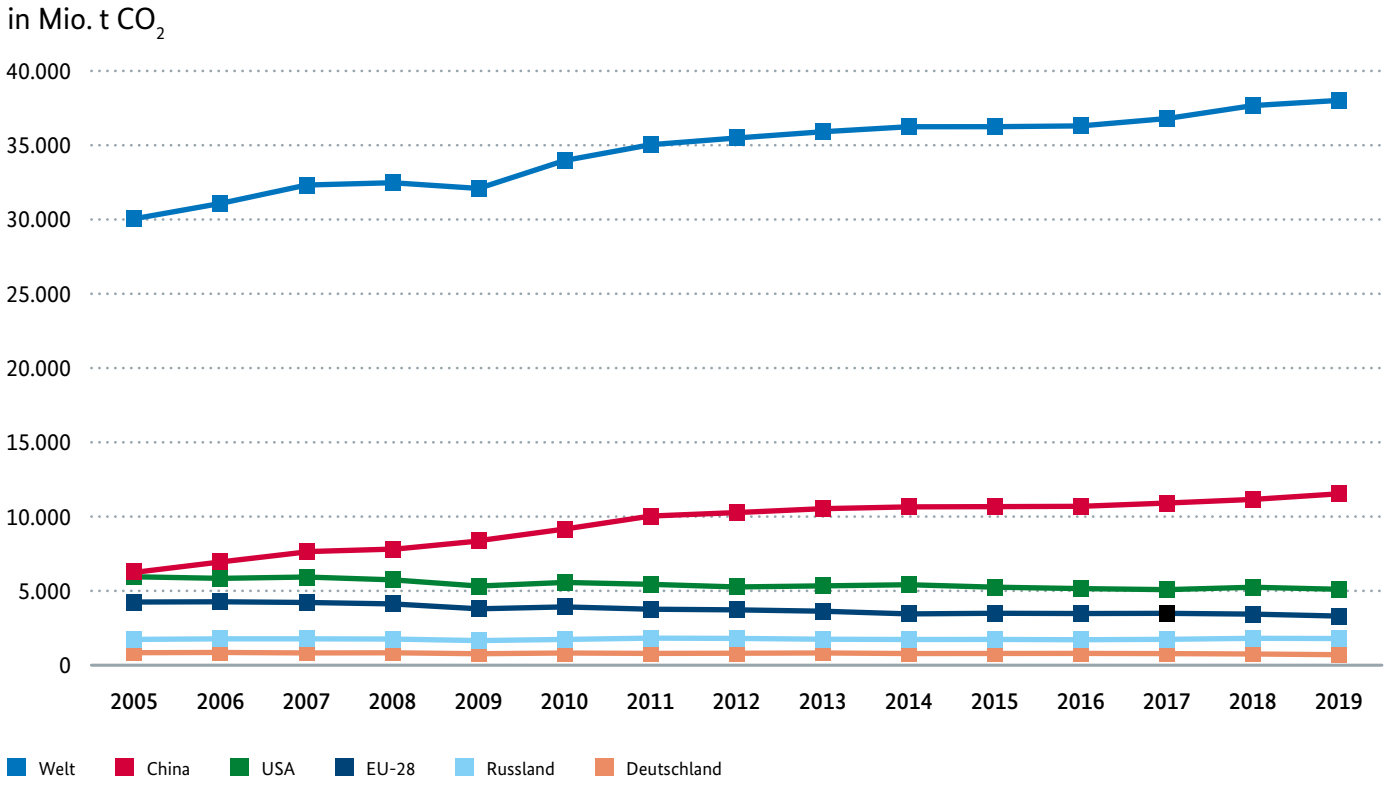
Wesentliche bisherige Maßnahmen im Bereich Klimaschutz im Europäischen Emissionshandel und außerhalb

- Marktstabilitätsreserve im EU-ETS
- Reform des Emissionshandels für die Handelsperiode 2021 – 2030
- Überführung von Backloading-Zertifikaten in die Marktstabilitätsreserve
- Verknüpfung des EU-ETS mit dem Schweizer Emissionshandelssystem
- CORSIA
- EU-Klimaschutzverordnung (Begrenzung der Emissionen außerhalb des Emissionshandels 2021 – 2030)
- „Europäische Klimaschutzinitiative“
- Meseberger Klima-Arbeitsgruppe (Klima-AG) zwischen Deutschland und Frankreich
- Mobilitätspaket „Europa in Bewegung“ (siehe Kapitel 7)
- Zweites Mobilitäts-Paket: CO_2-Flottenziele für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge nach 2020 (siehe Kapitel 7)
- Erstmalige Einführung von CO_2-Flottenzielen für neue schwere Nutzfahrzeuge (siehe Kapitel 7)
- Erklärung der EU-Mitgliedstaaten zur sauberen Energie- und Mobilitätszukunft (siehe Kapitel 7)
- Verbesserung der Rahmenbedingungen für die Nutzung von Landstrom in Häfen

3.3 Internationale Energiepolitik

Nachdem der Anstieg der weltweiten CO_2-Emissionen im Jahr 2015 kurzfristig zum Halten gekommen war, stiegen die Emissionen seit 2016 wieder an (siehe Abbildung 3.4) und erreichten im Jahr 2019 mit gut 38 Milliarden Tonnen das höchste Niveau aller Zeiten. Größter Emittent ist nach wie vor China mit einem Anteil von fast einem Drittel an den weltweiten Emissionen. Es folgen die USA mit etwas weniger als der Hälfte der chinesischen Emissionen und die EU mit einem weltweiten Anteil von unter einem Zehntel. Entsprechend groß ist der Einfluss Chinas auf die globale Emissionsentwicklung: Der geringe Anstieg in den Jahren 2015 und 2016 war wesentlich darauf zurückzuführen, dass die Emissionen in China kaum noch zunahmen. Diese Entwicklung setzte sich jedoch in den Folgejahren vor allem wegen des Ausbaus der Kohleverstromung nicht fort. Bei den energiebedingten CO_2-Emissionen, die den weitaus größten Anteil an den Gesamtemissionen darstellen, setzte sich der weltweite Anstiegstrend 2018 weiter fort; konkret geht die Internationale Energieagentur (IEA) von einem Anstieg um etwa 2 Prozent aus. Verantwortlich für diesen Anstieg waren vor allem China, Indien und die USA, während die Emissionen in der EU gegen den weltweiten Trend

Abbildung 3.4: CO_2-Emissionen in ausgewählten Weltregionen



Quelle: EDGAR 12/2020

sanken (IEA (2019)). Im Jahr 2019 sind die Emissionen jedoch nach Angaben der IEA (2020d) in etwa konstant geblieben.

Insgesamt schreitet die globale Energiewende hin zu einer emissionsärmeren Energieversorgung weiter voran, allerdings mit unzureichendem Tempo und mit regionalen Unterschieden. So sind im Jahr 2019 nach Angaben des REN21 Global Status Reports (REN21 (2020)) die Investitionen in erneuerbare Energien (ohne große Wasserkraft) um 2 Prozent auf etwa 302 Milliarden US-Dollar gestiegen, nachdem sie 2018 noch zurückgegangen waren. Einschließlich der großen Wasserkraft lagen sie bei rund 317 Milliarden US-Dollar. Hauptursache für den Anstieg ist, dass der Investitionsrückgang vor allem in China, das nach wie vor den größten Teil der weltweiten Investitionen in Erneuerbare tätigt, in anderen Weltregionen von den deutlichen Anstiegen in den USA und in anderen Ländern Nord- und Südamerikas überkompensiert wurde. Der weitaus größte Teil dieser Investitionen entfiel dabei auf Windenergie und PV. Dabei ist es inzwischen in vielen Regionen der Welt (u. a. Teile von China, der EU, Indien und den USA) günstiger, in neue Wind- oder PV-Anlagen zu investieren als alte Kohlekraftwerke weiter zu betreiben.

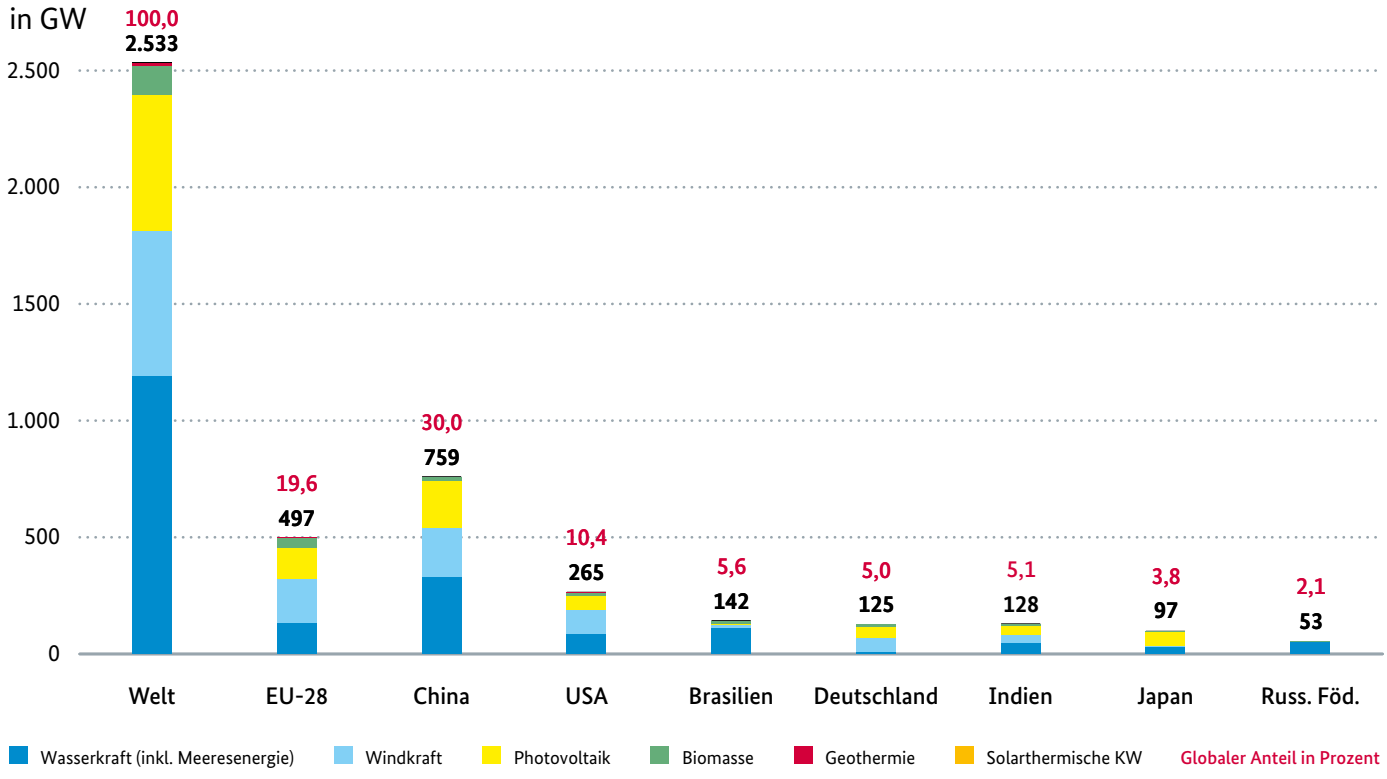
Im Jahr 2019 wurden nach Angaben der IRENA gut 176 GW an Kapazitäten für die erneuerbare Stromerzeugung neu installiert . Damit standen Ende 2019 fast 2533 GW an Stromerzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energien (einschließ-

lich große Wasserkraft) zur Verfügung. Gegenüber dem Vorjahr ist dies nochmals ein Anstieg von etwa 7,5 Prozent. Mit einem Anteil von 70 Prozent an den neu installierten Stromerzeugungskapazitäten ist der Zuwachs bei den Stromerzeugungskapazitäten für erneuerbare Energien im fünften Jahr in Folge höher als derjenige für fossile und nukleare Energien zusammengenommen. 2019 markierte ebenfalls das fünfte Jahr in Folge, in dem die Investitionen in erneuerbare Stromerzeugungskapazitäten in Entwicklungsländern die in den Industriestaaten (OECD ohne Chile, Mexiko, Türkei) überstiegen (Frankfurt School of Finance and Management – UNEP-Centre, BNEF (2020)). Der Trend, dass Investitionen sich geografisch gleichmäßiger verteilen, setzte sich 2019 fort.

Eine Rekordanzahl von 21 Ländern verzeichnete Investitionen von mehr als 2 Milliarden US Dollar. Deutschland lag mit 4,4 Mrd. US-Dollar im europäischen (einschließlich UK) und weltweiten Vergleich auf Platz 4 bzw. Platz 13.

Trotz steigender Emissionen von Kohlekraft gewinnt der globale Kohleausstieg an Dynamik. Die IEA prognostiziert in ihrem World Energy Outlook 2020, dass der Scheitelpunkt für die Kohlenutzung („Peak Coal“) bereits erreicht worden sei. Die COVID-19-Pandemie hat die Marktsituation von Kohlekraft weltweit schwieriger gestaltet. Ebenso wuchs die Anzahl der Staaten, Regionen und Unternehmen, die der Powering Past Coal Alliance beigetreten sind.

Abbildung 3.5: Global installierte Leistung der erneuerbaren Energien im Jahr 2019



Quelle: IRENA 07/2020

Bei der installierten Leistung für erneuerbare Energien war Deutschland 2019 mit über 125 GW Spitzenreiter innerhalb Europas. Dies entspricht knapp einem Viertel der EU-weit installierten Leistung. Etwa die Hälfte entfiel auf Windenergie. Nur China, die USA, Brasilien und Indien hatten mehr Kapazitäten für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (siehe Abbildung 3.5). Weltweit halten die erneuerbaren Energien inzwischen einen Anteil an den Stromerzeugungskapazitäten von etwa einem Drittel. Damit wird im Schnitt mehr als jede vierte Kilowattstunde Strom erzeugt (REN21 (2020)).

Im Jahr 2018 wurde fast ein Siebtel des globalen Primärenergieverbrauchs aus erneuerbaren Energien gedeckt. Beim Endenergieverbrauch lag der Anteil bei etwa 17 Prozent bzw. ohne die traditionelle Biomasse bei gut 10 Prozent. Inzwischen haben die schnell wachsenden modernen Erneuerbaren rund um Wind- und Solarenergie ein größeres Gewicht als die traditionelle Biomasse, deren Verwendung weltweit leicht zurückgeht (REN21 (2019) und REN21 (2020)).

Mit Blick auf die Energieeffizienz gab es im internationalen Umfeld leichte Fortschritte. Im Jahr 2019 fiel die Primärenergieintensität nach Angaben der IEA (2020a) um etwa 2 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Die Investitionen in Energieeffizienz, die sich 2018 und 2019 weltweit um 250 Milliarden US-Dollar bewegten, änderten sich kaum gegenüber dem Niveau des jeweiligen Vorjahres. Dabei entfiel der größte Anteil von Energieeffizienzinvestitionen auf Europa, vor China. Trotz der Fortschritte bei der Energieeffizienz stieg der Primärenergiebedarf 2018 weltweit um 2,4 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Grund dafür war vor allem das globale Wirtschaftswachstum. Da sich die Wirtschaftsentwicklung jedoch im Folgejahr deutlich abschwächte, geht die IEA (2020b) davon aus, dass sich der Anstieg des Primärenergiebedarfs im Jahr 2019 gegenüber 2018 verlangsamt hat, und zwar auf etwa 0,7 Prozent.

Unter dem Vorsitz Deutschlands wurde im Jahr 2020 der Energy Efficiency Hub als sog. „Special Activity" im Rahmen der IEA gegründet. Die Idee für den Hub geht auf eine Initiative der deutschen G20-Präsidentschaft 2017 zurück und löst überdies die bisherige G20-Initiative mit Anbindung an die IEA ab, die sog. „International Partnership for Energy Efficiency Cooperation" (IPEEC). Der Hub soll die internationale Zusammenarbeit bei Energieeffizienz stärken und so einen Beitrag zu schnelleren Fortschritten in diesem Bereich leisten. Der Energy Efficiency Hub hat bislang 20 Mitglieder. Das Sekretariat befindet sich im Aufbau.

Den großen Rahmen für die globale Energiewende setzt das im November 2016 in Kraft getretene Übereinkommen von Paris. Es verfolgt drei wesentliche Ziele:

- die Erderwärmung auf deutlich unter 2°C gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen und Anstrengungen zu unternehmen, um den Temperaturanstieg bei 1,5°C zu begrenzen;
- die Anpassungsfähigkeit an die nachteiligen Auswirkungen des Klimawandels zu erhöhen und die Widerstandsfähigkeit gegenüber Klimaänderungen sowie eine THG-emissionsarme Entwicklung zu fördern;
- die Finanzmittelflüsse mit einer THG-emissionsarmen und gegenüber Klimaänderungen widerstandsfähigen Entwicklung in Einklang zu bringen.

Das Übereinkommen ist mittlerweile von 189 der 197 Vertragsparteien der Klimarahmenkonvention-Vertragsstaaten ratifiziert, darunter die EU und Deutschland. In dem Abkommen haben sich alle Vertragsstaaten dazu verpflichtet, nationale Klimaschutzbeiträge (sog. NDCs – Nationally

Determined Contributions) zu erarbeiten und zu übermitteln. Die Bundesregierung unterstützt mit verschiedenen Maßnahmen die rasche Vorlage und Umsetzung der NDCs weltweit. Der vom früheren US-Präsidenten Donald Trump betriebene Ausstieg der USA aus dem Abkommen wurde im November 2020 wirksam. Unter dem neuen US-Präsidenten Biden werden die USA dem Abkommen jedoch wieder beitreten.

Die Veröffentlichung des Sonderberichts des Weltklimarats (IPCC) zu möglichen Auswirkungen einer Erderwärmung von 1,5°C im Oktober 2018 hat der Diskussion um den Klimaschutz zusätzliche Dynamik verliehen (IPCC (2018)). Der Bericht zeigt höhere Risiken für Natur und Mensch zwischen 1,5°C und 2°C globaler Erwärmung als bisher bekannt. Die vom IPCC betrachteten Minderungspfade für eine Begrenzung auf 1,5°C beinhalten die Minderung der globalen CO_2-Emissionen bis 2030 um etwa 45 Prozent unter das Niveau von 2010 und erreichen um das Jahr 2050 Netto-Null-Emissionen. Für eine Begrenzung auf unter 2°C wäre etwa eine 25-prozentige CO_2-Reduktion bis 2030 notwendig, Netto-Null-Emissionen bis etwa 2070. Mit dem derzeitigen Emissionstrend würde eine Erwärmung von 1,5°C wahrscheinlich in den 2040ern (zwischen 2030 und 2052) erreicht. Das für 2030 angesteuerte Emissionsreduktionsniveau der bislang vorgelegten NDCs ist laut IPCC nicht ausreichend, um die Erderwärmung bei deutlich unter 2°C über vorindustriellem Niveau zu begrenzen. Laut UNEP müssen die Länder ihr Ambitionsniveau mindestens verfünffachen, um das 1,5°C-Ziel des Pariser Abkommens nicht zu überschreiten. Dazu müssten die Emissionen ab 2020 jährlich um 7,6 Prozent sinken.

Auch die IRENA stellt unzureichende Ambitionen der Vertragsstaaten fest, um die Ziele des Pariser Klimaabkommens zu erreichen. So dürfte der weltweite Energiebedarf nicht mehr steigen, um die Ziele einhalten zu können (IRENA (2020)). Auf Basis der derzeitigen Pläne käme es zu einem signifikanten Anstieg, und zwar bis 2040 um ein Viertel im Vergleich zum Jahr 2000.

Beim Klimagipfel des UN Generalsekretärs im September 2019 in New York haben 66 Länder angekündigt, ihre Ambitionen zu erhöhen, um die Klimaziele von Paris zu erreichen. Deutschland hat hier seine Absicht bestätigt, Treibhausgasneutralität bis 2050 als langfristiges Ziel zu verfolgen. Derzeit streben über 70 Länder Klimaneutralität bis 2050 an. Im Herbst 2020 erklärten zuletzt Japan und Südkorea das politische Ziel, CO_2-Neutralität bis 2050 erreichen zu wollen. Auch der gewählte US-Präsident Biden hat sich zu diesem Ziel bekannt. China will bis 2060 CO_2-neutral werden. Auch in der Wirtschaft gibt es ähnlich geartete Initiativen: So haben sich beispielsweise 87 Unternehmen aus aller Welt, darunter große internationale Konzerne, verpflichtet, bis 2050 Netto-Null-Emissionen zu erreichen.

Beim von UN, Großbritannien, Italien, Chile und Frankreich ausgerichteten virtuellen Climate Ambition Summit zum fünften Jahrestag des Übereinkommens von Paris am 12. Dezember 2020 haben weitere 45 Staaten höhere NDC bis zur Klimakonferenz in Glasgow angekündigt und weitere 25 Staaten Netto-Null-Emissionen bis 2050. Bislang haben damit Staaten, die für über 65 Prozent der weltweiten Emissionen verantwortlich sind, Netto-Null-Emissionsziele verkündet. Deutschland hat zugesagt, seinen Klimafinanzierungsbeitrag über bestehende Zusagen hinaus zu erhöhen, und die EU hat ihr aktualisiertes NDC von mindestens 55 Prozent THG-Emissionsminderung gegenüber 1990 bis zum Jahr 2030 verkündet, um einen Emissionsentwicklungspfad einzuschlagen, der mit dem Ziel der Klimaneutralität bis 2050 vereinbar ist.

Auf der 25. Weltklimakonferenz (COP 25) im Dezember 2019 in Madrid gab es keine wesentlichen Fortschritte bei der Umsetzung des Pariser Klimaabkommens. So konnten sich die Vertragsstaaten nicht auf gemeinsame Regeln einigen, um internationale Marktmechanismen zur Reduktion von THG-Emissionen zu nutzen. Solche Marktmechanismen erlaubten es Staaten, Klimaschutzprojekte im Ausland umzusetzen und die daraus folgenden CO_2-Einsparungen auf die eigenen Klimaziele anzurechnen. Das EU-NDC muss innerhalb der EU erreicht werden, eine Beteiligung an int. Marktmechanismen würde als zusätzliche Ambition angerechnet. Für 2020 sieht das Pariser Abkommen vor, dass die Vertragsstaaten ihre NDCs überarbeiten und im Hinblick auf das 1,5°C-Ziel anpassen sowie, dass alle Vertragsstaaten Klimalangfriststrategien mit Blick auf Klimaneutralität vorlegen. Die EU hat ihre Langfriststrategie, bis zum Jahr 2050 klimaneutral zu werden, im März und ihr aktualisiertes NDC von mindestens 55 Prozent THG-Emissionsminderung im Dezember beim Klimarahmensekretariat der Vereinten Nationen eingereicht. Die 26. Weltklimakonferenz findet voraussichtlich im November 2021 in Glasgow statt mit dem Ziel, die Fortschritte beim Erreichen der langfristigen Klimaziele zu bewerten.

Bereits im Vorfeld der 24. Weltklimakonferenz im Dezember 2018 in Katowice hatte Deutschland – neben anderen Industrieländern – angekündigt, ärmere Länder stärker gegen die Folgen des Klimawandels zu unterstützen. So sollen doppelt so viel Mittel wie bisher, nämlich 1,5 Milliarden Euro ab dem Jahr 2019, in den Grünen Klimafonds (Green Climate Fund) eingezahlt werden. Der Grüne Klimafonds hilft Entwicklungs- und Schwellenländern dabei, den Treibhausgas-Ausstoß zu reduzieren und sich an die bereits spürbaren Folgen des Klimawandels anzupassen. Insgesamt wird die Bundesregierung ihre internationale Klimafinanzierung aus Haushaltsmitteln bis 2020, bezogen auf den Sollwert von 2 Milliarden Euro des Jahres 2014, auf 4 Milliarden Euro (Haushaltsmittel und Schenkungsäquivalente bei Entwicklungskrediten) verdoppeln; im Jahr 2018 lag sie bei 3,3 Milliarden Euro. Die EU insgesamt leistet über 40 Prozent der weltweiten Klimaschutzfinanzierung; das waren im Jahr 2018 mehr als 21, im Jahr 2019 etwa 22 Milliarden Euro.

Bei der Gestaltung der internationalen Energiewende sind Vorbilder und Good Practices wichtig. Deutschland ist hier für viele Länder ein wichtiger Partner und zudem in vielen Bereichen internationaler Technologieführer, wie z. B. in der Windenergie, in der Systemintegration und in Effizienztechnologien. Es besteht weltweit großes Interesse an deutschen Erfahrungen, Kompetenzen und Technologien, wenn es beispielsweise darum geht, gesetzliche Grundlagen anzupassen oder erneuerbare Energien in ein versorgungssicheres System zu integrieren. Das belegen auch die Exportzahlen für Energietechnologien sowie die positiven Entwicklungen auf dem Arbeitsmarkt in diesem Bereich. Allerdings muss sichergestellt sein, dass der Umstieg auf erneuerbare Energien und effiziente Technologien in Deutschland erfolgreich verläuft. Nur wenn es uns gleichzeitig gelingt, ein führender Industriestandort mit sicheren und zukunftsfähigen Arbeitsplätzen zu bleiben, werden uns weitere Staaten folgen.

Der Umbau der Energiesysteme hat in vielen Regionen der Welt Fahrt aufgenommen. Dies ist sehr wichtig, da eine Energiewende im globalen Maßstab Chancen eröffnet, durch Skaleneffekte Kosten zu senken und Synergien zu nutzen. Vor diesem Hintergrund setzt sich Deutschland für eine weitere Intensivierung der internationalen Energiezusammenarbeit ein. Dabei sollen Formate wie die G20 oder die G7 sowie internatio-

nale Energieinstitutionen (IEA, IRENA) verstärkt genutzt und weitere bilaterale Energiepartnerschaften entwickelt werden. Auf diese Weise können Win-win-Situationen entstehen – etwa, wenn Partnerschaften mit Staaten geschlossen werden, in denen häufig die Sonne scheint, mit deren Hilfe sich Wasserstoff für den europäischen bzw. deutschen Markt erzeugen lässt. Solche Partnerschaften ermöglichen es, Marktpotenziale für die deutsche Wirtschaft zu erschließen und gleichzeitig den Klimaschutz voranzubringen. Derzeit tauscht sich Deutschland mit mehr als 20 Partnern intensiv über verschiedene Aspekte der Energiewende aus und unterstützt über die Exportinitiative Energie vorwiegend kleine und mittlere Unternehmen beim Export klimafreundlicher Energietechnologien.

Wesentliche bisherige Maßnahmen der internationalen Energiepolitik

- 25. Weltklimakonferenz (COP 25)
- Petersberger Klimadialog
- Intensivierung bestehender und Gründung neuer bilateraler Energiepartnerschaften (zuletzt mit Chile, Jordanien und der Ukraine)
- Berlin Energy Transition Dialogue
- Energy Efficiency Hub
- Exportinitiative Energie
- Entwicklungszusammenarbeit zur Förderung der globalen Energiewende
- Wanderausstellung „Deutschlands Energiewende“

Teil I: Quantitative Ziele der Energiewende

Die quantitativen Ziele der Energiewende beziehen sich auf fünf Themenfelder:

4. Erneuerbare Energien
5. Energieverbrauch und Energieeffizienz
6. Gebäude und Wärmewende
7. Verkehr
8. Treibhausgasemissionen

4. Erneuerbare Energien



Wo stehen wir?

Der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch lag im Jahr 2019 bei 42,0 Prozent. Das Ziel von mind. 35 Prozent im Jahr 2020 wurde bereits im Jahr 2017 überschritten.

Am Endenergieverbrauch für Wärme erreichten die erneuerbaren Energien im Jahr 2019 einen Anteil von 14,7 Prozent. Das nationale Ziel von mind. 14 Prozent im Jahr 2020 wurde bereits im Jahr 2018 erreicht.

Was ist neu?

Um einen zusätzlichen Beitrag zu den Klimaschutzzielen zu leisten, wurden mit dem Energiesammelgesetz Ende 2018 Sonderausschreibungen für Photovoltaik und Windenergie an Land in den Jahren 2019 bis 2021 eingeführt.

Mit dem Gebäudeenergiegesetz (GEG) wurde im August 2020 der 52 GW-Ausbaudeckel für Photovoltaik (PV) aufgehoben und den Bundesländern die Möglichkeit eingeräumt, Mindestabstände von höchstens 1.000 Metern für Windenergieanlagen festzulegen.

Gleichzeitig wurde mit dem Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) verankert, den Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch auf 65 Prozent bis zum Jahr 2030 zu steigern.

Mit dem Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG) wurde im Dezember 2020 die Erhöhung des Ausbauziels für 2030 von 15 auf 20 GW gesetzlich verankert und ein Langfristziel von 40 GW bis 2040 beschlossen.

Ende 2020 wurde das EEG novelliert. Das EEG 2021 enthält u. a. Ausbaupfade zur Erreichung des 65-Prozent-Ziels sowie als Langfristziel, dass vor dem Jahr 2050 der gesamte Strom, der in Deutschland erzeugt oder verbraucht wird, treibhausgasneutral erzeugt werden soll.

	2018	2019	2020	2030	2040	2050
ERNEUERBARE ENERGIEN						
Anteil am Bruttoendenergieverbrauch	16,8 %	17,4 %	18 %	30 %	45 %	60 %
Anteil am Bruttostromverbrauch	37,8 %	42,0 %	mindestens 35 %	65 %**		***
Anteil am Wärmeverbrauch	14,8 %	14,7 %	14 %			

** Ziel nach Klimaschutzprogramm 2030 und nach EEG-2021. Voraussetzung hierfür ist ein weiterer zielstrebiger, effizienter, netzsynchroner und zunehmend marktorientierter Ausbau der erneuerbaren Energien in den kommenden Jahren Hierfür ist der weitere Ausbau der Stromnetze zentral.

*** Das EEG 2021 sieht vor, dass vor dem Jahr 2050 der gesamte Strom, der im Bundesgebiet erzeugt oder verbraucht wird, treibhausgasneutral erzeugt wird.

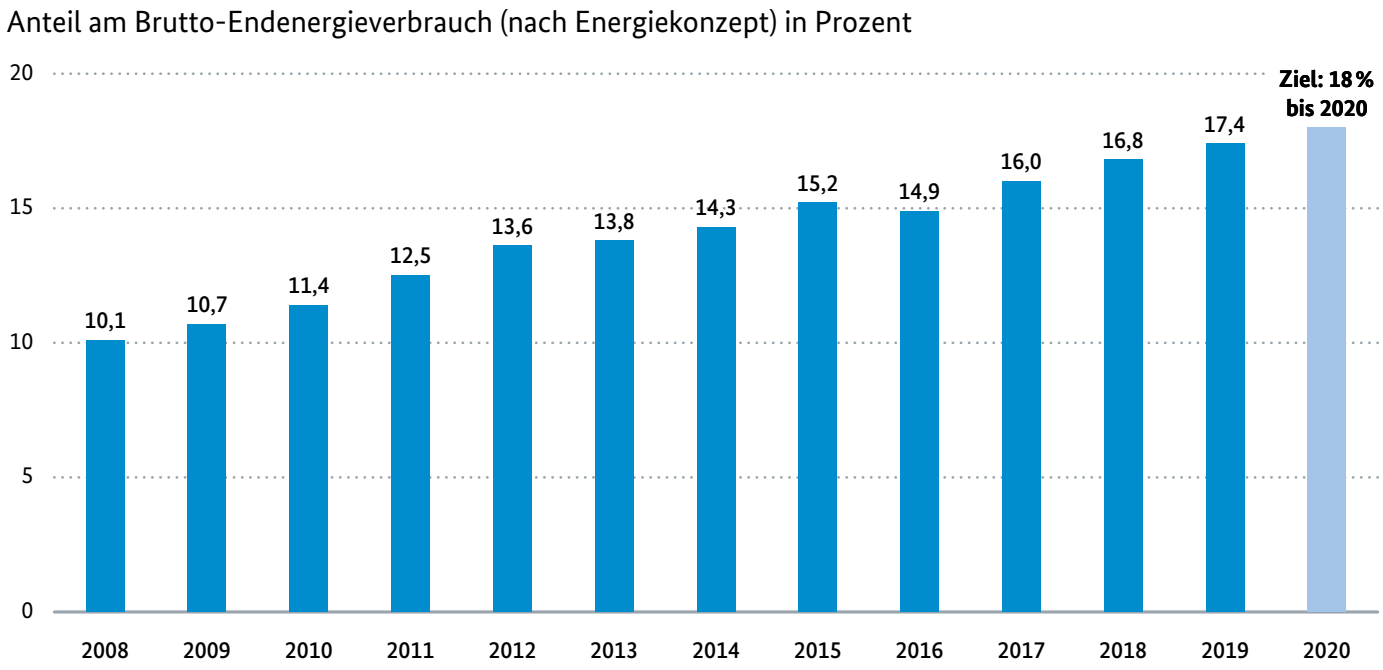
4.1 Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch

Der Anteil der erneuerbaren Energien am gesamten Energieverbrauch steigt insgesamt an. Referenzgröße ist hierbei der Bruttoendenergieverbrauch, der den gesamten Endenergieverbrauch der Letztverbraucher für Strom, Wärme und Mobilität zuzüglich der Leitungsverluste und der Eigenverbräuche der Kraft- und Heizwerke umfasst (siehe Kapitel 5). Die Nachfrage nach Strom macht dabei rund ein Viertel, der Energieträgereinsatz für Wärme- und Kälteanwendungen rund die Hälfte und Kraftstoffe rund ein Viertel des Bruttoendenergieverbrauchs aus.

Seit dem Jahr 2008 hat sich der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch (Brutto-EEV) um sieben Prozentpunkte auf 17,4 Prozent im Jahr 2019 erhöht (16,8 % in 2018, siehe Abbildung 4.1). Diese positive Entwicklung wurde im Wesentlichen vom Anstieg der erneuerbaren Erzeugung im Stromsektor getragen, während die erneuerbaren Energien im Wärme- und Verkehrssektor nur moderat zulegten. Es zeichnet sich ab, dass Deutschland das 18 Prozent-Ziel im Jahr 2020 voraussichtlich erreichen wird.

Abbildung 4.1: Zielsteckbrief: Erneuerbare Energien und Bruttoendenergieverbrauch

Ziel 2020	Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch von 18 Prozent
Stand 2019	17,4 Prozent



Quelle: AGEE-Stat 08/2020

Trend	● ● ● ● ●
Maßnahmen	Erneuerbare-Energien-Gesetz, Marktanreizprogramm, Gebäudeenergiegesetz, Treibhausgas-Minderungsquote u. a.

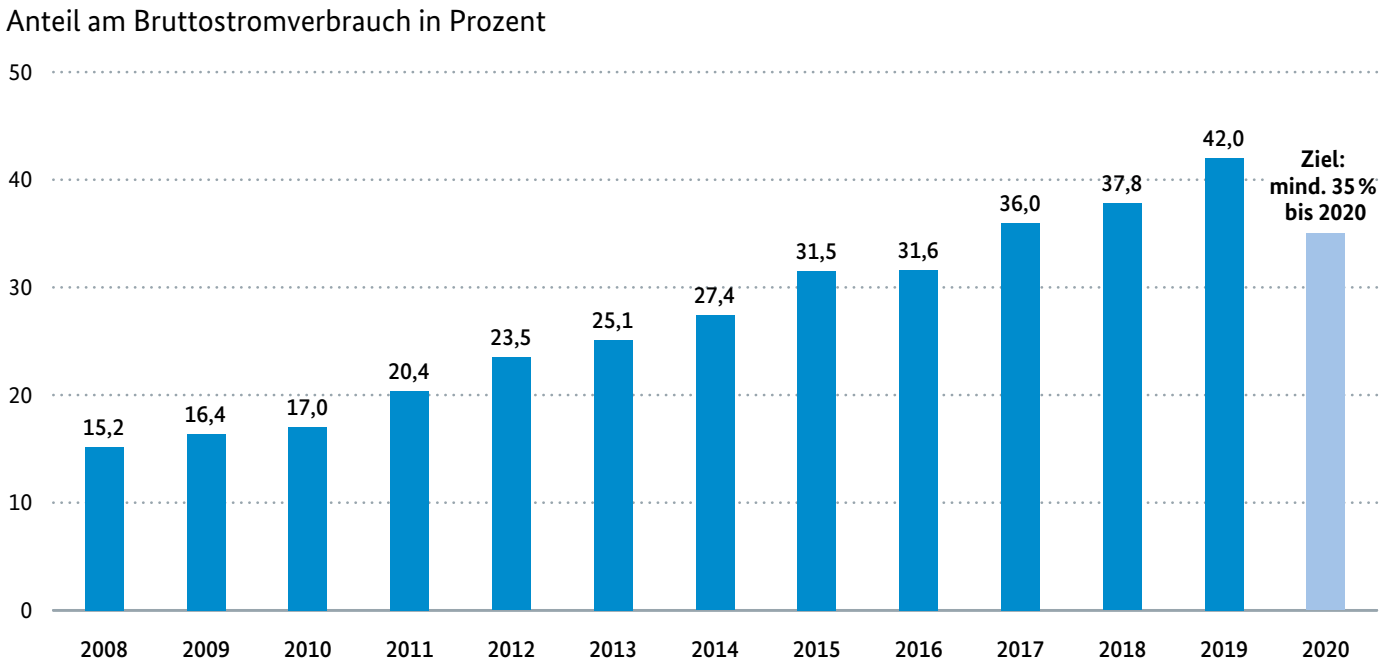
4.2 Erneuerbare Energien im Stromsektor

Die Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien lag 2019 bei 242,5 TWh. Gegenüber dem Vorjahr war dies ein Zuwachs von rund acht Prozent (2018: 224,8 TWh). Der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch stieg entsprechend von 37,8 Prozent im Jahr 2018 auf 42,0 Prozent im Jahr 2019. Seit dem Jahr 2008 (15,2 Prozent) hat er sich nahezu verdreifacht. Das Ausbauziel des EEG 2012, einen Anteil erneuerbarer Stromerzeugung am Bruttostromverbrauch von mindestens 35 Prozent im Jahr 2020 zu erreichen, wurde bereits im Jahr 2017 realisiert. In 2019 wurde mit 42,0 Prozent bereits der Zielkorridor des EEG 2017 für 2025 von 40-45 Prozent erreicht.

Motor der erneuerbaren Stromerzeugung in den letzten Jahren war die Windenergie. Die Bruttostromerzeugung aus Windenergieanlagen an Land stieg 2019 gegenüber dem Vorjahr 2018 (90,5 TWh) deutlich auf 101,2 TWh an. Die Bruttostromerzeugung aus Offshore-Windparks stieg ebenfalls kräftig von 19,5 TWh in 2018 auf 24,7 TWh in 2019. Ursächlich waren überdurchschnittliche Windverhältnisse in 2019 verbunden mit dem Zubau moderner Anlagengenerationen in den Jahren 2015 bis 2017. Insgesamt trug die Stromerzeugung aus Wind an Land und auf See mehr als die Hälfte (rund 52 %) zur gesamten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bei.

Abbildung 4.2: Zielsteckbrief: Erneuerbare Energien und Bruttostromverbrauch

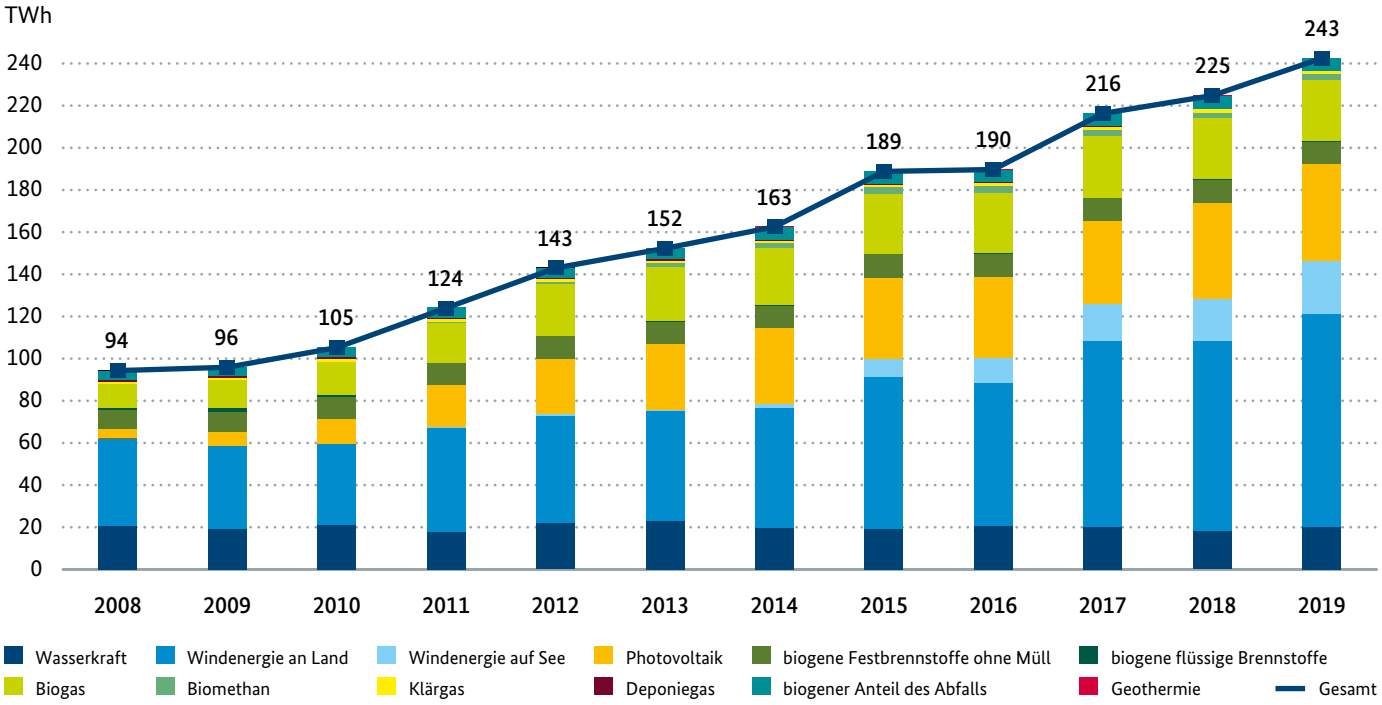
Ziel 2020	Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch von mindestens 35 Prozent
Stand 2019	42,0 Prozent



Quelle: AGEE-Stat und AGEB 09/2020

Trend	● ● ● ● ●
Maßnahmen	Erneuerbare-Energien-Gesetz

Abbildung 4.3: Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien



Quelle: AGEE-Stat 08/2020

Der Zubau neuer Windenergieanlagen an Land hat sich seit 2018 deutlich verlangsamt. Unter Berücksichtigung der rückgebauten Anlagenleistung ging der Nettozubau 2019 mit 886 MW um 61 Prozent gegenüber dem Vorjahr zurück (2.273 MW in 2018). Der im EEG 2017 definierte jährliche Brutto-Zubaupfad für die Jahre 2017 bis 2019 von jährlich 2.800 MW wurde in beiden Jahren unterschritten. Gründe dafür lagen zum einen in der zögerlichen planungsrechtlichen Ausweisung neuer Flächen und genehmigungsrechtlichen Hemmnissen. Zum anderen hat die Privilegierung von so genannten Bürgerenergiegesellschaften bei der Einführung des Ausschreibungssystems dazu geführt, dass nahezu das gesamte Ausschreibungsvolumen im Jahr 2017 an Projekte ohne immissionsschutzrechtliche Genehmigung und mit langen Realisierungsfristen von 4,5 Jahren vergeben wurde.

Auf See wurden in den Jahren 2018 Windkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von 990 MW und 2019 mit einer Gesamtleistung von 1.111 MW neu errichtet. Die gesamte installierte Offshore-Windenergie-Leistung erreichte Ende 2019 etwa 7.507 MW. Damit wurde das 2020-Ziel des EEG 2017 von 6.500 MW bereits weit übertroffen.

Die Stromerzeugung aus Photovoltaik wuchs 2019 auf 46,4 TWh an (2018: 45,8 TWh). Mit einem Brutto-Zubau von 2.888 MW in 2018 und 3.857 MW in 2019 wurde der Ausbaukorridor des EEG 2017 übertroffen. Aus Biomasse, Wasserkraft und Geothermie wurden 2019 zusammen rund 70,3 TWh Strom erzeugt (2018: 69,0 TWh). Der leichte Anstieg ist insbesondere auf die höheren Niederschlagsmengen im Jahr 2019 nach dem Trockenjahr 2018 zurückzuführen, während die Stromerzeugung aus Biomasse rückläufig war. Die Bedeutung der Stromerzeugung aus Geothermie blieb mit 0,2 TWh gering.

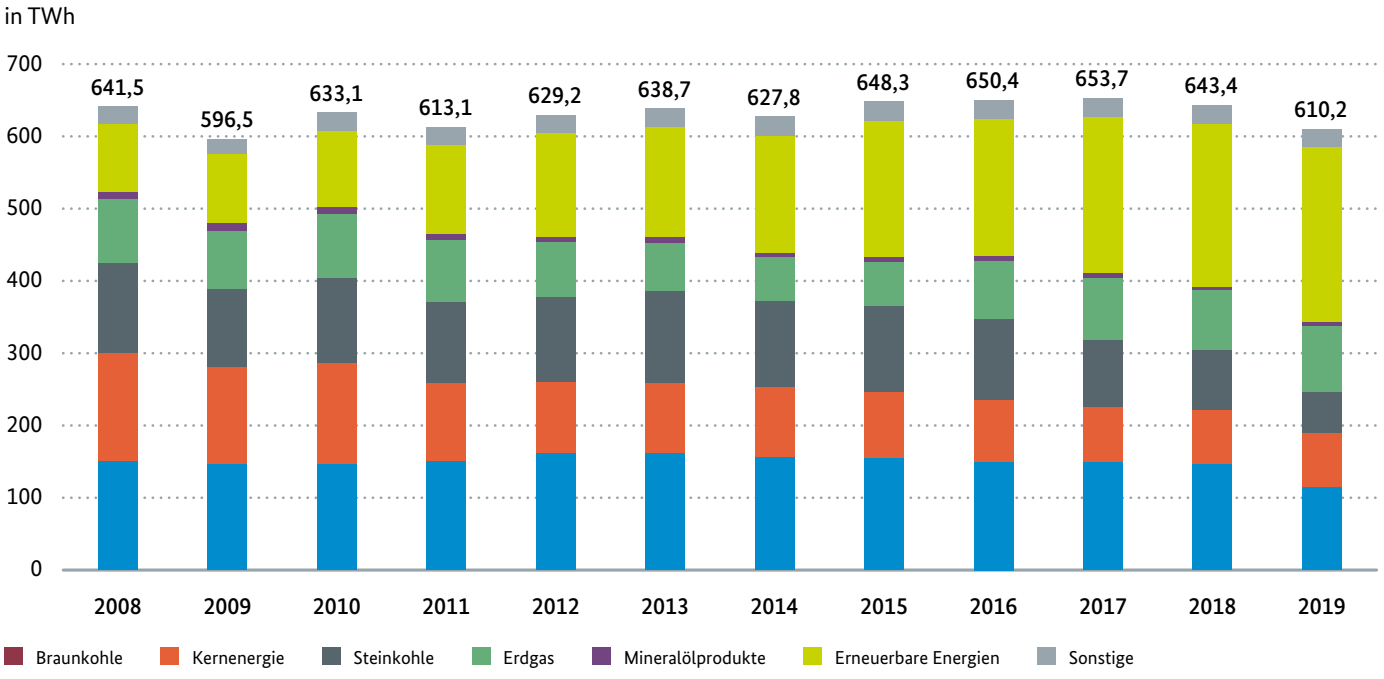
Tabelle 4.1: Ausbaukorridor gemäß EEG 2017 (Stand: Juni 2020) einschließlich Sonderausschreibungen und tatsächliche Neuinstallationen in den Jahren 2018 und 2019

Technologie	Zielvorgabe zur Steigerung der installierten Leistung nach EEG 2017 § 4 und Energiesammelgesetz	Tatsächliche Neuinstallationen im Jahr...	
		2018	2019
Windenergie an Land	2.800 MW pro Jahr (brutto), ab 2020: 2.900 MW zzgl. Sonderausschreibung in 2019: +1.000 MW 2020: +1.400 MW	2.457 MW (brutto) 2.273 MW (netto)	963 MW (brutto) 886 MW (netto)
Windenergie auf See	Gesamt 6.500 MW bis 2020	990 MW	1.111 MW
Photovoltaik	2.500 MW pro Jahr (brutto) zzgl. Sonderausschreibung in 2019: +1.000 MW 2020: +1.400 MW	2.888 MW (brutto)	3.857 MW (brutto) 3.835 MW (netto)
Biomasse	bis zu 150 MW pro Jahr (brutto)	43 MW (brutto)*	87 MW (brutto)*

Quelle: AGEE-Stat 03/2020 auf Basis BNetzA. * Der Gesamtzuwachs der installierten Leistung aus Biomasse, überwiegend aufgrund nicht erzeugungsrelevanter Leistungsänderung zur Flexibilisierung bei Biomasseanlagen mit EEG-Vergütungsanspruch, betrug 428 MW (netto) in 2018 und 328 MW (netto) in 2019.

Im deutschen Stromerzeugungsmix bauen die erneuerbaren Energien ihre Bedeutung stark aus. Begünstigt durch einen deutlichen Rückgang der gesamten Bruttostromerzeugung im Jahr 2019, konnten die erneuerbaren Energien ihren Anteil am Stromerzeugungsmix auf mehr als 40 % steigern (2018: 35 %). Wie aus Abbildung 4.4 hervorgeht, wurde durch den starken Zuwachs der Wind- und PV-Stromerzeugung

Abbildung 4.4: Bruttostromerzeugung nach Energieträgern



Quelle: AGEB, AGEE-Stat 09/2020

in den Jahren 2018 und 2019 insbesondere Kohlestrom in Deutschland verdrängt. Hinzu kommt, dass moderne Erdgaskraftwerke im In- und Ausland durch niedrige Rohstoffpreise bei zugleich steigenden CO_2-Zertifikatspreisen ihre Wettbewerbsfähigkeit gegenüber Kohlekraftwerken steigern konnten.

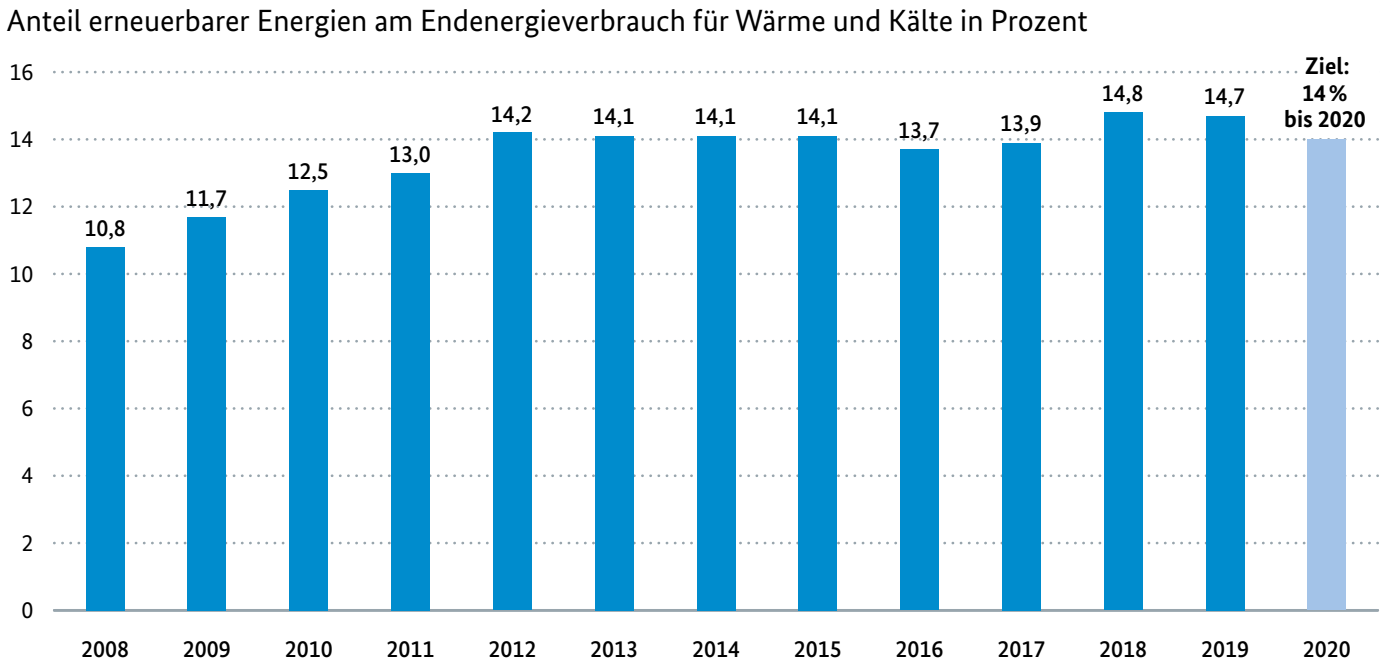
4.3 Erneuerbare Energien im Wärmesektor

Die Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärmeerzeugung hat im Jahr 2019 unter anderem infolge der im Vergleich zum Vorjahr kühleren Witterung zugenommen. Da sich der gesamte Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte witterungsbedingt ebenfalls leicht erhöhte, blieb der Anteil der erneuerbaren Energien mit 14,7 Prozent nahezu konstant (2018: 14,8 Prozent).

Die bedeutendste Wärmequelle der erneuerbaren Energien ist weiterhin die Biomasse. Witterungsbedingt stieg insbesondere der Energieholzverbrauch (einschließlich Holzpellets) in privaten Haushalten und im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen im vergangenen Jahr an (+2,4 TWh). Dies trug dazu bei, dass der Anteil der gesamten Biomasse (fest, flüssig, gasförmig sowie

Abbildung 4.5: Zielsteckbrief: Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte

Ziel 2020	Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte von 14 Prozent
Stand 2019	14,7 Prozent



Quelle: AGEE-Stat und AGEB 09/2020

Trend	●●●●●
Maßnahmen	Gebäudeenergiegesetz, Marktanreizprogramm

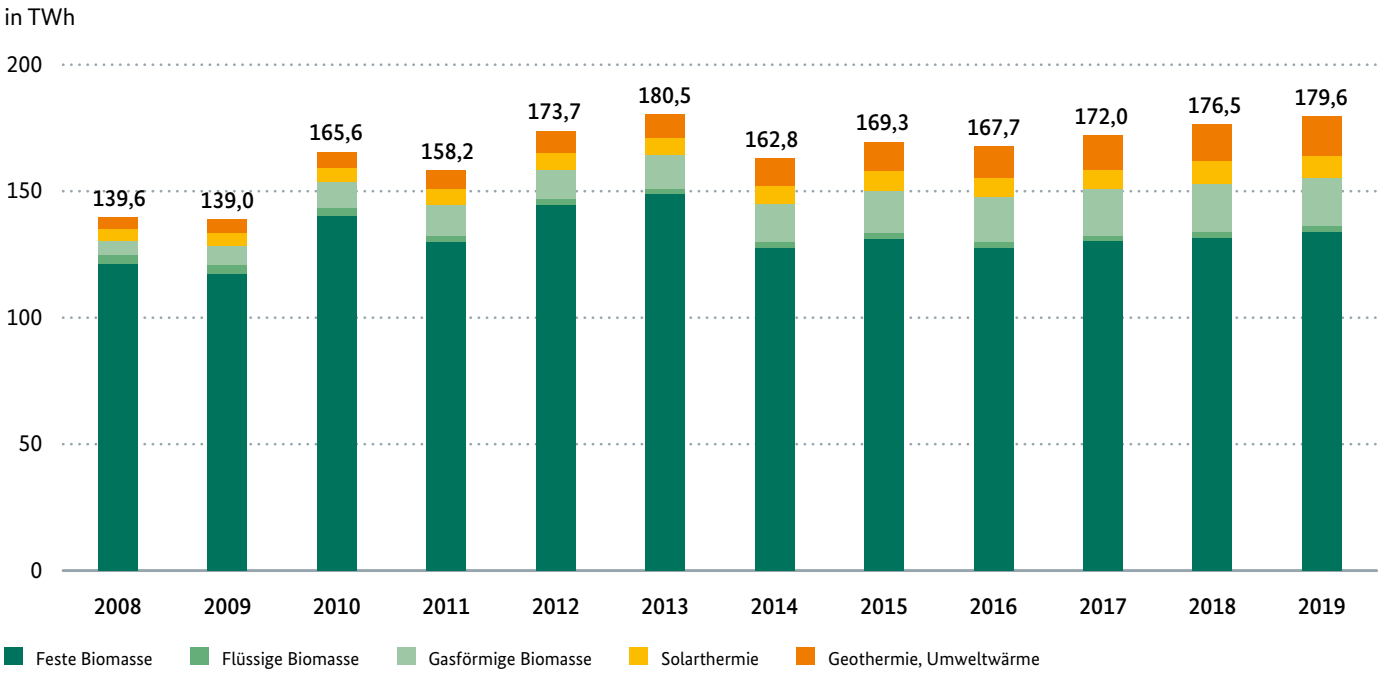
biogene Abfälle) an der erneuerbaren Wärme mit etwa 86 Prozent stabil blieb. Des Weiteren legte die mittels Wärmepumpen nutzbar gemachte Umweltwärme aufgrund des Zubaus neuer Anlagen um rund neun Prozent (+1,2 TWh) gegenüber dem Vorjahr zu, während die solarthermische Wärmeerzeugung aufgrund der gegenüber dem Rekordjahr 2018 rückläufigen Globalstrahlung um vier Prozent (-0,4 TWh) abnahm.

Vor dem Hintergrund eines angestrebten klimaneutralen Gebäudebestands bis zum Jahr 2050 soll der erneuerbare Anteil in den Bereichen Wärme und Kälte u. a. durch eine Dekarbonisierung der Fernwärmenetze in den nächsten Jahren weiter gesteigert werden. Wie der Nationale Energie- und Klimaplan aufzeigt, erfordert dies zugleich eine ambitionierte Verbesserung der Energieeffizienz im Gebäudebereich (siehe auch Kapitel 6).

4.4 Erneuerbare Energien im Verkehrssektor

Der energetische Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Endenergieverbrauch des Verkehrs ist 2019 mit 5,5 Prozent gegenüber dem Vorjahr (5,6 Prozent) leicht gesunken. Dabei hat sich der Endenergieverbrauch im Verkehrssektor mit 36,2 TWh in 2019 gegenüber dem Jahr 2018 mit 36,0 TWh erhöht. Zwar konnte der Absatz von gasförmigen Biokraftstoffen (Biomethan) deutlich gesteigert werden, allerdings wurde dies durch einen leichten Anstieg des gesamten Energieverbrauchs im Verkehrssektor (ohne internationalen Flugverkehr) kompensiert.

Abbildung 4.6: Entwicklung des Endenergieverbrauchs aus erneuerbaren Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung nach Energieträgern



Quelle: AGEE-Stat 08/2020

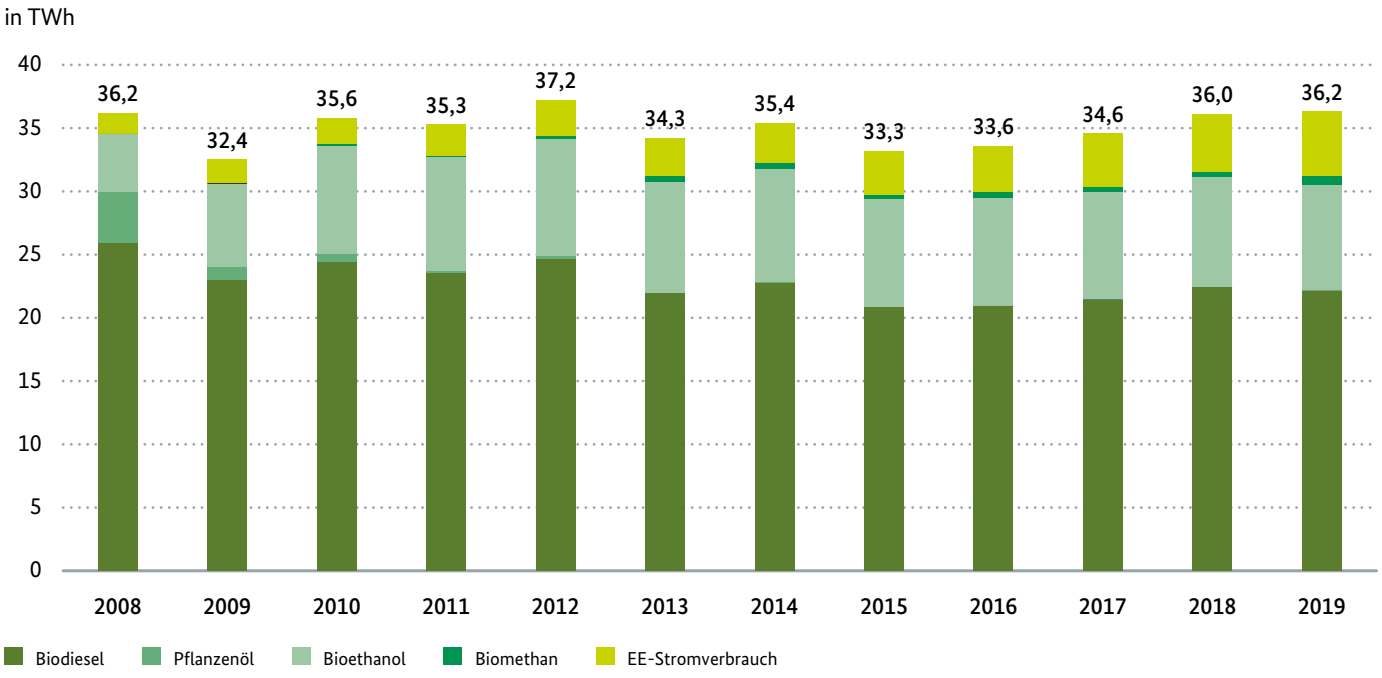
Die Treibhausgas-Minderungsquote wird fortentwickelt. Im Jahr 2015 erfolgte die Umstellung der Förderung von einer energiebezogenen Quote für Biokraftstoffe auf eine Treibhausgas-Minderungsquote. Danach ist die Mineralölindustrie verpflichtet, den Treibhausgasausstoß pro Kraftstoffeinheit ab 2017 um 4 Prozent und ab 2020 um 6 Prozent zu senken. Neben Biokraftstoffen können seit Januar 2018 auch weitere Klimaschutzoptionen im Verkehr auf die Treibhausgas-Minderungsquote angerechnet werden (z. B. Erdgasabsatz im Verkehr; strombasierte Kraftstoffe; in Elektrofahrzeugen genutzter Strom), seit 2020 zusätzlich auch Treibhausgaseinsparungen in der Kraftstoff-Bereitstellungskette (so genannte Upstream Emission Reductions).

4.5 Wesentliche bisherige Maßnahmen

Das EEG ist das zentrale Steuerungsinstrument zum Ausbau der erneuerbaren Energien. Seit seiner Einführung im Jahr 2000 wurde das Gesetz stetig weiterentwickelt – mit den Novellen in den Jahren 2004, 2009, 2012, verschiedenen PV-Novellen, dem EEG 2014 und dem EEG 2017. Das EEG 2017 wurde 2018 mit dem Energiesammelgesetz sowie zudem mit Änderungen in den Jahren 2019 und 2020 angepasst. Zuletzt wurde das EEG im Dezember 2020 umfassend novelliert. Das EEG 2021 ist zum 1. Januar 2021 in Kraft getreten.

Der mit dem EEG 2017 vollzogene Paradigmenwechsel in der Erneuerbaren-Förderung von staatlich administrierten Festvergütungen hin zu wettbewerblich ermittelten Fördersätzen ist ein wichtiger Schritt, die Marktintegration erneuer-

Abbildung 4.7: Endenergieverbrauch aus erneuerbaren Energien im Verkehrssektor



Quelle: AGEE-Stat 08/2020

barer Energien voranzutreiben. Windenergie an Land, Windenergie auf See, sehr große PV-Anlagen, insbesondere Freiflächen-PV und Biomasse müssen sich seither in Ausschreibungen behaupten. Denn nur die kostengünstigsten Gebote erhalten einen Zuschlag. Mit dem Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG) wurde 2017 ein zentrales System der staatlichen Ausweisung, Voruntersuchung und Ausschreibung von Flächen im Gleichlauf mit den erforderlichen Offshore-Netzanbindungen eingeführt. Mit der Novelle des WindSeeG im Jahr 2020 wurde das Ausbauziel für 2030 von 15 auf 20 Gigawatt erhöht, ein Langfristziel von 40 Gigawatt bis 2040 beschlossen und gewisse Anpassungen vorgenommen, etwa des Höchstwerts und gewisser Realisierungsfristen, die für das Erreichen der Ziele notwendig sind. Mit dem EEG 2017 und der Schaffung des WindSeeG geht damit eine Phase der Technologieförderung mit politisch festgesetzten Förderhöhen zu Ende, wobei es für Wasserkraft, Geothermie und kleine und mittlere PV-Dachanlagen weiterhin die festgelegten Einspeisevergütungen gibt. Dieser Schritt hat zu einem kosteneffizienteren Ausbau der erneuerbaren Energien geführt. Hierfür war auch ein wirksamer Bieterwettbewerb von Wind- und Photovoltaikprojekten eine wichtige Voraussetzung. Im Bereich der Windenergie an Land sind seit dem Jahr 2018 die Ausschreibungen jedoch unterzeichnet.

Seit der Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung mit Förderung über die Marktprämie und der sonstigen Direktvermarktung werden die erneuerbaren Energien immer stärker in den Markt integriert. Die damit einhergehende technische Anbindung der Anlagen führt parallel zu einer verbesserten Systemintegration. Zudem übernehmen die Betreiber die volle Bilanzkreisverantwortung für diese Anlagen.

Im Verhältnis zu den gesamten Erzeugungskapazitäten ist der Anteil der Erzeugungskapazitäten, der den Netzbetreibern für die Marktprämie gemeldet wurde, nach 43 Prozent im Jahr 2013 auf rund 65 Prozent im Jahr 2019 gestiegen. Die Erzeugungskapazitäten in der Direktvermarktung lagen Ende des Jahres 2019 bei insgesamt knapp 80 Gigawatt (GW) (2018: 74 GW). Mit rund 51 GW wird das Portfolio des direkt vermarkteten Stroms aus erneuerbaren Energien weiterhin stark von der Windenergie bestimmt. Die gemeldete Leistung für PV lag Ende des Jahres 2019 bei rund 14 GW, die gemeldete Leistung für Biomasse bei rund 6,5 GW. 94 Prozent der installierten Leistung von Windenergieanlagen an Land und 100 Prozent Windenergie auf See vermarkten den Strom über die Marktprämie. Dieser Anteil beträgt rund 85 Prozent bei der Biomasse und rund 29 Prozent bei der PV. Informationen zur Direktvermarktung finden sich unter https://www.netztransparenz.de/EEG/Monatliche-Direktvermarktung.

Die in der geförderten und sonstigen Direktvermarktung veräußerte Gesamtstrommenge steigt seit 2012 stetig an. Das kann einerseits auf das schrittweise Absinken der Grenzwerte für die Direktvermarktungspflicht und andererseits auf den Wechsel von Bestandsanlagen in diese Veräußerungsform zurückgeführt werden. Außerdem veräußert der Großteil neu zugebauter Windparks sowie ein steigender Anteil der Solaranlagen ihren Strom mittlerweile innerhalb dieser beiden Sparten. Die Mengen sind spartenspezifisch und im Zeitverlauf von 2012 bis 2019 auf gut 177.000 Gigawattstunden (GWh) angestiegen. Dies entspricht einem Anteil von 80 Prozent der in 2019 insgesamt im EEG vermarkteten Strommengen (rund 222.000 GWh). Die finanzielle Förderung der Marktprämie belief sich im Jahr 2019 auf 16,3 Milliarden Euro (2018: 13,9 Milliarden Euro).

Ergebnisse aus den wettbewerblichen Ausschreibungen für den Ausbau von Windenergie und PV nach den EEG-Novellen 2014 und 2017 bestätigen

die Reformen als wichtige Schritte auf dem Weg zu einer erfolgreichen Energiewende. Die Ausschreibungen haben insbesondere bei Photovoltaik und Windenergie auf See zu nachhaltig deutlich sinkenden Förderkosten geführt:

Solaranlagen: Erstmals wurden Ausschreibungen im Bereich PV von 2015 bis 2016 im Rahmen der Pilotausschreibungen für Freiflächenanlagen und danach im Rahmen des EEG 2017 durchgeführt. Die Ausschreibungen waren von einem hohen Wettbewerbsniveau gekennzeichnet und mehrfach überzeichnet. Die durchschnittliche Förderhöhe für Strom aus großen PV-Anlagen sank kontinuierlich und konnte über alle Ausschreibungsrunden hinweg (einschließlich der Pilotphase) um rund 50 Prozent reduziert werden. Der bislang niedrigste durchschnittliche Zuschlagswert der Ausschreibung wurde im Februar 2020 (3,55 ct/kWh) erreicht. In den darauffolgenden Ausschreibungsrunden stieg dieser Wert wieder an. Weitere Details enthält Tabelle 4.2. Abschließende Ergebnisse für die Realisierungsrate liegen für alle sechs Pilotausschreibungen und Ausschreibungen bis Mitte 2017 vor. Demnach wurden im Schnitt 96 Prozent der Anlagen, die einen Zuschlag für eine staatliche Förderung erhalten haben, innerhalb der zweijährigen Realisierungsfrist umgesetzt und in Betrieb genommen.

Windenergie an Land: Im Mai 2017 wurden die ersten Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land nach den neuen Regelungen des EEG 2017 gestartet. Die ersten drei Ausschreibungen bei Wind an Land im Jahr 2017 waren geprägt von einem hohen Wettbewerbsniveau und sinkenden Förderhöhen. Dies ist auf die Sonderregelungen für Bürgerenergieprojekte zurückzuführen. So sank der durchschnittliche mengengewichtete Zuschlagspreis von der ersten Runde von 5,71 ct/kWh auf 3,82 ct/kWh in der dritten Ausschreibungsrunde im Jahr 2017. Daraus resultieren Förderhöhen zwischen 3,40 ct/kWh (an einem 120-Prozent-Standort) und 4,93 ct (an einem 70-Prozent-Standort). Nach Streichung der Sonderregelungen für Bürgerenergieprojekte gingen in den Ausschreibungsrunden des Jahres 2018 die eingereichten Gebote sowie die Gebotsmenge zurück. In den Ausschreibungsrunden seit Mai 2018 konnte – mit Ausnahme der Ausschreibung von Dezember 2019 – die ausgeschriebene Menge nicht vollständig bezuschlagt werden. In der Folge sind die durchschnittlichen mengengewichteten Zuschlagswerte angestiegen und pendelten sich auf Werte zwischen 6,1 und 6,2 ct/kWh ein (gesetzlich zulässiger Höchstwert 6,30 ct/kWh im Jahr 2018 und 6,20 ct/kWh in den Jahren 2019 und 2020). Infolge des niedrigen Wettbewerbsniveaus liegen die Zuschlagswerte deutlich über dem Niveau der Ausschreibung von Mai 2017 und nahe am Höchstwert. Weitere Details enthält die nachfolgende Tabelle 4.3.

Windenergie auf See: Im Ergebnis der ersten Ausschreibungsrunde (1. April 2017) für bestehende Projekte im sogenannten Übergangssystem wurden vier Windparks auf See mit insgesamt 1.490 MW bezuschlagt. Der durchschnittliche Mittelwert der Zuschläge lag bei 0,44 ct/kWh. Drei Projekte wurden mit 0 ct/kWh bezuschlagt, ein Windpark mit 6 ct/kWh. In der zweiten Übergangsausschreibung (1. April 2018) wurden sechs Zuschläge mit einem Gesamtvolumen von 1.610 MW erteilt. Der durchschnittliche mengengewichtete Zuschlagswert in der zweiten Runde lag bei 4,66 ct/kWh Der höchste Gebotswert, der noch einen Zuschlag erhalten hat, lag bei 9,83 ct/kWh. Mindestens zwei Zuschläge wurden für 0 ct/kWh erteilt. Der mittlere mengengewichtete Zuschlagswert über beide Runden lag bei 2,3 ct/kWh. Weitere Details enthält die nachfolgende Tabelle 4.4. Nach den Übergangsausschreibungen für bestehende Projekte von 2017 und 2018 (Inbetriebnahme 2021 bis 2025) erfolgen die Ausschreibungen ab dem Jahr 2021 im soge-

nannten zentralen Modell. Die Bieter konkurrieren in Ausschreibungen um den Zuschlag und damit das Recht auf Netzanbindung sowie die – sofern es sich nicht um ein 0 ct/KWh-Gebot handelt – geförderte Errichtung eines Windparks auf Flächen, die durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) im Flächenentwicklungsplan ausgewiesen und dann voruntersucht werden. Künftig findet dazu ein Gebotstermin pro Jahr statt. Ab den Jahren 2024 und 2025 werden die Ausschreibungsmengen dabei deutlich zunehmen, um die mit der im Dezember 2020 in Kraft getretenen Novelle des Windenergie-auf-See-Gesetzes erhöhten Ausbauziele von 20 Gigawatt (GW) bis 2030 und 40 GW bis 2040 zu erreichen.

Ausnahme bleibt die Biomasse: Die bisherigen Ausschreibungsrunden für Biomasseanlagen wichen von den Ausschreibungen bei Solar- und Windenergie hinsichtlich des Teilnehmerkreises und des Ausschreibungsergebnisses ab. Im Gegensatz zu den anderen Ausschreibungen können hier auch Betreiber von Bestandsanlagen, deren bisheriger Förderanspruch noch maximal acht Jahre beträgt, an der Ausschreibung teilnehmen und einen Zuschlag für eine 10-jährige Anschlussförderung erhalten. Die Beteiligung war aber noch gering, da die meisten Anlagen noch die bestehende EEG-Förderung weitgehend nutzen wollen. Die vier bis Ende 2019 durchgeführten Ausschreibungsrunden bei Biomasse zeigen im Ergebnis eine geringe Wettbewerbsintensität, mit Zuschlägen in der Nähe des jeweiligen Höchstwertes. Weitere Details enthält die nachfolgende Tabelle 4.5.

Tabelle 4.2: Ergebnisse der ersten Ausschreibung für Solaranlagen nach dem EEG 2017

Ausschreibungen	**2018**			**2019**				
Gebotstermin	01. Feb 18	01. Jun 18	01. Okt 18	01. Feb 19	01. Mrz 19	01. Jun 19	01. Okt 19	01. Dez 19
Anzahl der eingegangenen Gebote	79	59	76	80	163	105	153	346
mit Gebotsvolumen	546 MW	360 MW	551 MW	465 MW	869 MW	556 MW	648 MW	1.344 MW
Ausgeschlossene Gebote	16	1	3	2	17	13	11	76
Niedrigster Gebotswert	3,86 ct/kWh	3,89 ct/kWh	3,86 ct/kWh	4,11 ct/kWh	3,90 ct/kWh	4,97 ct/kWh	4,59 ct/kWh	3,85 ct/kWh
Höchster Gebotswert	5,74 ct/kWh	6,26 ct/kWh	8,73 ct/kWh	8,67 ct/kWh	8,76 ct/kWh	7,49 ct/kWh	7,50 ct/kWh	7,49 ct/kWh
Anzahl der bezuschlagten Gebote	24	28	37	24	121	14	27	121
bezuschlagtes Gebotsvolumen	201 MW	183 MW	192 MW	178 MW	505 MW	205 MW	153 MW	501 MW
Niedrigster Zuschlagswert	3,86 ct/kWh	3,89 ct/kWh	3.86 ct/kWh	4,11 ct/kWh	3,90 ct/kWh	4,97 ct/kWh	4,59 ct/kWh	4,70 ct/kWh
Höchster Zuschlagswert	4,59 ct/kWh	4,96 ct/kWh	5,15 ct/kWh	5,18 ct/kWh	8,40 ct/kWh	5,58 ct/kWh	5,20 ct/kWh	6,20 ct/kWh
Durchschnittlicher Zuschlagswert	4,33 ct/kWh	4,59 ct/kWh	4,69 ct/kWh	4,80 ct/kWh	6,59 ct/kWh	5,47 ct/kWh	4,90 ct/kWh	5,68 ct/kWh

Quelle: BNetzA

Tabelle 4.3: Ergebnisse der ersten Ausschreibung für Windenergieanlagen an Land nach dem EEG

Ausschreibungen	**2018**				**2019**					
Gebotstermin	01. Feb 18	01. Mai 18	01. Aug 18	01. Okt 18	01. Feb 19	01. Mai 19	01. Aug 19	01. Sep 19	01. Okt 19	01. Dez 19
Anzahl der eingegangenen Gebote	132	111	91	62	72	41	33	22	25	76
mit Gebotsvolumen	989 MW	604 MW	709 MW	396 MW	499 MW	295 MW	239 MW	188 MW	204 MW	686 MW
Ausgeschlossene Gebote	2	0	5	5	5	6	1	1	0	2
Niedrigster Gebotswert	3,8 ct/kWh	4,30 ct/kWh	4,00 ct/kWh	5,00 ct/kWh	5,24 ct/kWh	5,40 ct/kWh	6,19 ct/kWh	6,19 ct/kWh	6,19 ct/kWh	5,74 ct/kWh
Höchster Gebotswert	6,28 ct/kWh	6,28 ct/kWh	6,30 ct/kWh	6,30 ct/kWh	6,20 ct/kWh	6,20 ct/kWh	6,20 ct/kWh	6,20 ct/kWh	6,20 ct/kWh	6,20 ct/kWh
Anzahl der bezuschlagten Gebote	83	111	86	57	67	35	32	21	25	56
bezuschlagtes Gebotsvolumen	709 MW	604 MW	666 MW	363 MW	476 MW	270 MW	208 MW	179 MW	204 MW	509 MW
Niedrigster Zuschlagswert	3,80 ct/kWh	4,65 ct/kWh	4,00 ct/kWh	5,00 ct/kWh	5,24 ct/kWh	5,94 ct/kWh	6,19 ct/kWh	6,19 ct/kWh	6,19 ct/kWh	5,74 ct/kWh
Höchster Zuschlagswert	5,28 ct/kWh	6,28 ct/kWh	6,30 ct/kWh	6,30 ct/kWh	6,20 ct/kWh	6,20 ct/kWh	6,20 ct/kWh	6,20 ct/kWh	6,20 ct/kWh	6,18 ct/kWh
Durchschnittlicher mengengewichteter Zuschlagswert	4,73 ct/kWh	5,73 ct/kWh	6,16 ct/kWh	6,26 ct/kWh	6,11 ct/kWh	6,13 ct/kWh	6,20 ct/kWh	6,19 ct/kWh	6,20 ct/kWh	6,11 ct/kWh

Quelle: BNetzA

Tabelle 4.4: Ergebnisse der ersten Ausschreibungen für Offshore-Windenergieanlagen nach dem WindSeeG

Ausschreibungen	**2017**	**2018**
Gebotstermin	01. Apr 17	01. Apr 18
Anzahl der bezuschlagten Gebote	4	6
bezuschlagtes Gebotsvolumen	1.490 MW	1.610 MW
Niedrigster Zuschlagswert	0,00 ct/kWh	0,00 ct/kWh
Höchster Zuschlagswert	6,00 ct/kWh	9,83 ct/kWh
Durchschnittlicher Zuschlagswert (mengengewichtet)	0,44 ct/kWh	4,66 ct/kWh

Quelle: BNetzA

Tabelle 4.5: Ergebnisse der ersten Ausschreibung für Biomasse nach dem EEG

Ausschreibungen	**2017**	**2018**	**2019**	
Gebotstermin	01. Sep 17	01. Sep 18	01. Apr 19	01. Nov 19
Anzahl der bezuschlagten Gebote	24	79	19	50
bezuschlagtes Gebotsvolumen	27,55 MW	76,5 MW	25,5 MW	56,7 MW
Niedrigster Zuschlagswert	9,86 ct/kWh	10,00 ct/kWh	9,53 ct/kWh	9,35 ct/kWh
Höchster Zuschlagswert	16,9 ct/kWh	16,73 ct/kWh	16,56 ct/kWh	16,56 ct/kWh
Durchschnittlicher Zuschlagswert (mengengewichtet)	14,3 ct/kWh	14,73 ct/kWh	12,34 ct/kWh	12,47 ct/kWh

Quelle: BNetzA

Um einen zusätzlichen Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele zu leisten, setzt das EEG zusätzlich ab dem Jahr 2019 Sonderausschreibungen für Windenergie an Land und Photovoltaik um. Insgesamt sollen je 4 GW Windenergie an Land und Photovoltaik im Zeitraum 2019 bis 2021 zusätzlich ausgeschrieben werden. Um eine höhere Wettbewerbsintensität zu erreichen, sollen die Ausschreibungsmengen für Windenergieanlagen an Land und Photovoltaik sukzessive von 1 GW im Jahr 2019 über je 1,4 GW im Jahr 2020 auf je 1,6 GW im Jahr 2021 anwachsen. Ebenfalls im EEG wird die Verordnungsermächtigung für Innovationsausschreibungen angepasst. Im Jahr 2020 wurden im Rahmen der Innovationsausschreibungen 650 MW ausgeschrieben und im Jahr 2021 sollen 500 MW ausgeschrieben werden. Die Mengen der Innovationsausschreibung werden von den regulären Ausschreibungsmengen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen abgezogen und dienen als Testfeld für mehr Wettbewerb und mehr Netz- und Systemdienlichkeit.

Das neue Ausbauziel für 2030 ist Gesetz. Am 3. Juli 2020 haben Bundestag und Bundesrat im Zuge des Kohleausstiegs beschlossen, dass die erneuerbaren Energien im Jahr 2030 65 Prozent des deutschen Stromverbrauchs stellen sollen. Die Zielerhöhung auf 65 Prozent sowie das Vorziehen des maßgeblichen Bemessungsjahres auf das Jahr 2030 sind im Klimaschutzprogramm der Bundesregierung vereinbart worden und werden mit der Neufassung von § 1 Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 EEG 2017 umgesetzt. Eine Voraussetzung für eine erfolgreiche Energiewende und Klimaschutzpolitik ist ein weiterer zielstrebiger, effizienter, netzsynchroner und zunehmend marktorientierter Ausbau der erneuerbaren Energien. Die hier vollzogene Änderung erfolgte im Vorgriff auf die umfassende Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2021, des Bundesbedarfsplangesetzes sowie weiterer Gesetze, die den Rahmen für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien insgesamt gemäß den genannten Vorgaben ausgestalten sollen. Der konkrete Erneuerbaren-Pfad zur Erreichung dieses 65 Prozent-Ziels wurde mit dem EEG-2021 festgelegt. Die Ausbaupfade berücksichtigen allerdings noch nicht das verschärfte EU-Klimaziel, da derzeit noch keine Legislativvorschläge der EU-Kommission vorliegen. Die Ausbaupfade sind im Lichte des höheren EU-Klimaziels 2030 unter Berücksichtigung des Entschließungsantrags der Koalitionsfraktionen zum EEG 2021 wieder aufzugreifen. Eine Erhöhung der EEG-Umlage muss dabei ausgeschlossen werden.

Die Ausbauziele für Windenergie auf See wurden deutlich erhöht. Mit der Novelle des WindSeeG im Dezember 2020 wurde die Erhöhung des Ausbauziels für 2030 von 15 auf 20 GW gesetzlich verankert und ein Langfristziel von 40 GW bis 2040 festgelegt. Weiterhin wurden mit der Novelle Anpassungen vorgenommen, die nötig sind, um diese Ziele erreichen zu können. So wurden etwa eine Erhöhung des Höchstwerts für die Ausschreibungen, eine Verkürzung von Realisierungsfristen und die erforderliche Ausstattung der zuständigen Behörden, allen voran des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie und der Bundesnetzagentur, umgesetzt.

Privileg für Bürgerenergiegesellschaften entfällt. Für Bürgerenergiegesellschaften galt bisher eine vereinfachte Teilnahme an Ausschreibungen. Dieses Privileg hat jedoch zu Fehlanreizen geführt. Es setzte große Anreize, bereits zu einem sehr frühen Zeitpunkt an den Ausschreibungen teilzunehmen. Es konnten spekulative Gebote abgegeben werden, die auf noch nicht verfügbare Anlagentypen setzten. Dies brachte große Projektierer auf den Plan, die Bürgerenergiegesellschaften gründeten. Diese entsprachen zwar den formellen Anforderungen. Aber sie ließen eine lokale Verankerung vermissen

und liefen damit den Zielen des Gesetzes zuwider. In der Folge haben nahezu ausschließlich Projekte von Bürgerenergiegesellschaften ohne immissionsschutzrechtliche Genehmigung einen Zuschlag erhalten, die bisher weitgehend nicht realisiert worden sind. Dies verstärkte den Einbruch beim Ausbau der Windenergie an Land. Diese Fehlanreize wurden mit einer Änderung des EEG gestrichen, die am 29. Mai 2020 in Kraft getreten ist. Bei künftigen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land dürfen alle Bieter nur noch für bereits genehmigte Projekte ein Gebot abgeben.

Transparenz, Beteiligung und Akzeptanz im Bereich der erneuerbaren Energien

Akzeptanzsteigernde Maßnahmen für die Windenergie an Land

Zur Steigerung der Akzeptanz des Erneuerbaren-Ausbaus wird geprüft, wie Standortgemeinden durch eine bundeseinheitliche Regelung stärker an der Wertschöpfung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien beteiligt werden können. Mit Gesetz vom 8. August 2020 wurde im Baugesetzbuch eine sog. Länderöffnungsklausel zur Windabstandsregelung eingeführt, um die berechtigten Anliegen von betroffenen Anwohnern einerseits und dem Ausbau der Windenergie andererseits in einen angemessenen Ausgleich zu bringen.

Bei der Windenergie an Land wurde zur Steigerung der Akzeptanz mit dem Energiesammelgesetz 2018 (EnSaG) die bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung (BNK) für neue und bestehende Windenergieanlagen an Land und auf See (küstennahverpflichtend) eingeführt. Die Umsetzungsfrist für Windenergieanlagen an Land wurde bis zum 31. Dezember 2022 verlängert und für Windenergieanlagen auf See bis zum 31. Dezember 2023. Mit dieser Regelung soll das nächtliche Dauerblinken der Windenergieanlagen abgeschafft werden und so ein Beitrag zur Akzeptanzverbesserung geleistet werden. Für die Zulassung der auf Transpondersignalen basierenden bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung wurde die Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (AVV) geändert. Sie ist zum 1. Mai 2020 in Kraft getreten. Nun können die neuen BNK-Systeme durch Baumusterprüfungen zugelassen werden.

Darüber hinaus enthält der vom Bundeswirtschaftsministerium im Oktober 2019 veröffentlichte Windaktionsplan weitere Maßnahmen zur Stärkung des Ausbaus der Windenergie an Land und zur Verbesserung der Akzeptanz.

Mieterstrom wirtschaftlich attraktiver gestalten

Ziel der Mieterstromförderung ist, auch Mieterinnen und Mieter an der Energiewende zu beteiligen und weitere Anreize für den Betrieb von Solaranlagen auf Wohngebäuden zu schaffen. Als Mieterstrom wird Strom bezeichnet, der in Solaranlagen auf dem Dach eines Wohngebäudes erzeugt und an Letztverbraucher, insbesondere Mietende, in diesem Gebäude oder in Wohngebäuden und Nebenanlagen im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang ohne Netzdurchleitung geliefert wird. Der von den Mietenden nicht verbrauchte Strom wird ins Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist und vergütet. Anders als beim Strombezug aus dem Netz entfallen beim Mieterstrom einige Kostenbestandteile (z. B. Netzentgelte und Stromsteuer). Zusätzlich gibt es eine Förderung für jede kWh Mieterstrom – den sogenannten Mieterstromzuschlag –, welche über die EEG-Umlage finanziert wird. Auf diese Weise soll sich das

Projekt für den Vermietenden durch die direkte und indirekte Förderung rechnen, während Mietende kostengünstigen Strom vom „eigenen" Dach beziehen. Auf diese Weise sollen sie helfen, den Ausbau der erneuerbaren Energien in den Städten voranzutreiben. Das Potenzial ist da: Bis zu 3,8 Millionen Wohnungen könnten mit Mieterstrom versorgt werden. Bislang rechnete sich Mieterstrom für Vermietende in der Regel dennoch nicht, unter anderem weil in Mieterstrommodellen erhebliche Kosten für Vertrieb, Messwesen und Abrechnung entstehen. Der Mieterstromzuschlag soll den Mieterstrom wirtschaftlich attraktiver machen. Wohnungsgenossenschaften und -vereine können seit 2019 ihren Mieterinnen und Mietern leichter Mieterstrom anbieten. Wohnungsgenossenschaften und -vereine sind nach § 5 Absatz 1 Nummer 10 KStG von der Körperschaftsteuer befreit, u. a. soweit sie Wohnungen herstellen oder erwerben und sie den Mitgliedern auf Grund eines Mietvertrags oder auf Grund eines genossenschaftlichen Nutzungsvertrags zum Gebrauch überlassen. Übrige Tätigkeiten unterliegen der Steuerpflicht. Die Steuerbefreiung der Genossenschaften sowie der Vereine entfällt jedoch vollständig, wenn diese neben der klassischen Tätigkeit der Wohnungsvermietung andere Tätigkeiten ausüben und die Einnahmen aus diesen anderen Tätigkeiten 10 Prozent der Gesamteinnahmen übersteigen. Für den Mieterstrom wurde diese sog. Unschädlichkeitsgrenze durch das „Gesetz zur steuerlichen Förderung des Mietwohnungsneubaus" vom 4. August 2019, BGBl. I S. 1122, auf 20 Prozent erhöht. Durch die Anhebung der Unschädlichkeitsgrenze will der Gesetzgeber die Erzeugung von Solarstrom im Rahmen von Mieterstrommodellen unterstützen.

Das Regionalnachweisregister für Strom aus erneuerbaren Energien ist gestartet.

Das neue Regionalnachweisregister ermöglicht die Ausstellung von Regionalnachweisen für Strom aus erneuerbaren Energien. Damit können Endkunden sehen, dass dieser Strom in ihrer Region erzeugt wurde, beispielsweise von der Windenergieanlage nebenan. Mit dem Regionalnachweisregister wird die Energiewende in der Region für Stromkunden greifbarer. Stromlieferanten können ihren Produkten ein regionales Gesicht geben. Strom aus der Region steigert die Akzeptanz der Energiewende vor Ort. Bei Verwendung von Regionalnachweisen dürfen Stromversorger nun in ihrer Stromkennzeichnung ausweisen, dass der von ihnen gelieferte EEG-Strom – also aus der EEG-Umlage finanzierter Strom aus erneuerbaren Energien – aus Anlagen in der Region stammt. Durch das Regionalnachweissystem stellt das Umweltbundesamt sicher, dass die regionale Eigenschaft einer aus erneuerbaren Energien erzeugten kWh Stroms nur einmal verkauft wird.

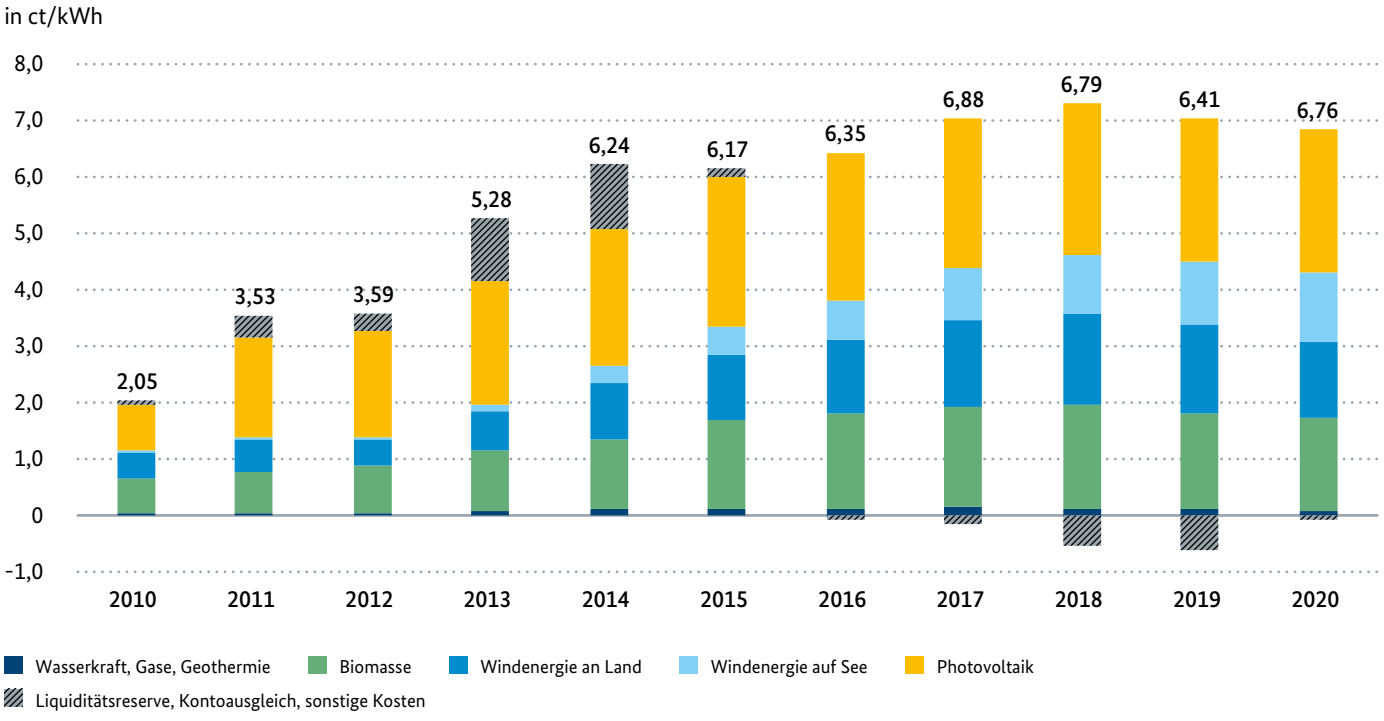
Der Finanzierungsbedarf für geförderte Erneuerbaren-Anlagen stieg im Jahr 2018 und 2019 weiter an. Dieser entspricht der Differenz von EEG-Vergütungs- bzw. Prämienzahlungen an die Betreiber von Erneuerbare-Energie-Anlagen und den Einnahmen aus dem Verkauf des Stroms aus erneuerbaren Energien an der Strombörse. Die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien erhöhte sich in 2019 gegenüber 2018 um rund 8 Prozent, und damit stiegen auch die Zahlungen für Einspeisevergütungen und Marktprämie. Ursache dafür war insbesondere die witterungsbedingt hohe Stromerzeugung aus Photovoltaik- und Windenergieanlagen. Zudem tragen die erneuerbaren Energien wegen ihrer geringen Grenzkosten zur Senkung der Börsenstrompreise bei (sogenannter Merit-

Order-Effekt), was den Finanzierungsbedarf im EEG erhöht. Insgesamt ist der Finanzierungsbedarf nach einem Rückgang in den Vorjahren (von 23,4 Milliarden Euro in 2017 auf 23,1 Milliarden Euro im Jahr 2018) im Jahr 2019 wieder stärker gestiegen, und zwar auf rund 25,5 Milliarden Euro. Die Vergütungen für bestehende erneuerbare Anlagen basieren auf garantierten Vergütungssätzen über 20 Jahre. Im Falle von Neuanlagen ist im Rahmen der Ausschreibungsergebnisse zu beobachten, dass durch technischen Fortschritt erzielte Kostensenkungspotenziale im wettbewerblichen Verfahren sichtbar werden und dementsprechend die EEG-Vergütungssätze sinken.

Dem Finanzierungsbedarf stehen positive Wirkungen der erneuerbaren Energien gegenüber, wie zum Beispiel vermiedene Emissionen von Treibhausgasen sowie von Luftschadstoffen und daraus resultierend verringerte Gesundheits- und Umweltschäden. Durch die Nutzung von erneuerbaren Energien konnten im Jahr 2019 rund 201 Millionen Tonnen CO_2-Äquivalente eingespart werden. Außerdem schafft der Ausbau der erneuerbaren Energien gesamtwirtschaftliche Impulse wie die Einsparung fossiler Energieträger, wodurch Energieimporte sinken (siehe Kapitel 3, 8 und 11). Zudem hat die Förderung der erneuerbaren Energien in Deutschland über das EEG hinaus auch international zur Technologiekostensenkung im Bereich der erneuerbaren Energien beigetragen (siehe Kapitel 15).

Die EEG-Umlage 2020 beträgt 6,756 ct/kWh. Nachdem die Umlage zuletzt zweimal in Folge gesunken war, stieg sie um rund 6 Prozent gegen-

Abbildung 4.8: EEG-Umlage nach Technologiesparten



Quelle: BMWi auf Basis der Prognose der ÜNB nach EEV (15.10.2019)

über dem Jahr 2019 an. Seit 2014 liegt die Umlage im Bereich zwischen 6,2 und 6,9 ct/kWh. Dieses hohe Niveau ist also nicht auf die Entwicklung der letzten Jahre, sondern auf den Anstieg bis 2014 zurückzuführen (siehe Abbildung 4.8). Durch Einnahmen aus der nationalen CO_2-Bepreisung und Zuschüsse aus dem Konjunktur- und Zukunftspaket wird die EEG-Umlage im Jahr 2021 auf 6,5 ct/kWh und im Jahr 2022 auf 6,0 ct/kWh gesenkt. Die in den letzten Jahren umgesetzten Reformen haben die Kostenentwicklung des EEG deutlich gedämpft. Insbesondere die Ausschreibungen wirken kostensenkend auf die Ausgaben für Neuanlagen. Allerdings werden diese durch Ausschreibungen erreichten niedrigeren Kosten erst allmählich in der EEG-Umlage Wirkung zeigen. Bis einschließlich 2020 wurden beispielsweise noch Windenergieanlagen auf See in Betrieb genommen, die eine vergleichsweise hohe Einspeisevergütung nach dem EEG erhalten. In den kommenden Jahren beginnen dagegen auch bei Windenergieanlagen auf See die Ausschreibungen kostensenkend zu wirken.

Infolge der EEG-Reformen 2014 und 2017 ist es gelungen, den Anstieg der EEG-Umlage zu begrenzen und gleichzeitig den EE-Ausbau voranzutreiben. Die Kostendynamik in den Jahren davor konnte somit spürbar abgebremst werden.

Darüber hinaus ist der weitere EE-Ausbau deutlich kostengünstiger als der bisherige EE-Ausbau, da die Kosten neuer Wind- und PV-Anlagen tendenziell gefallen sind. Dabei reduziert ein ausgewogener Mix an Wind an Land und auf See sowie PV die Netz- und Systemintegrationskosten und damit letztlich auch die Gesamtkosten (siehe Kapitel 8 und 15).

Wesentliche bisherige Maßnahmen im Bereich erneuerbare Energien in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr

- Energiesammelgesetz (u. a. Umsetzung von Sonderausschreibungen für Windenergie an Land und Photovoltaik)
- Gebäudeenergiegesetz (in dessen Rahmen u. a. gesetzliche Abschaffung 52-GW-PV-Deckel/ Einführung gesetzlicher Länderöffnungsklausel für Windabstandsregelungen)
- Gesetz zur Änderung des EEG 2017 und weiterer energierechtlicher Bestimmungen (Aufhebung von Privilegierungen der Bürgerenergiegesellschaften bei den Ausschreibungen Wind an Land, Verhinderung Corona-bedingter Fristversäumnisse im EEG-Ausgleichsmechanismus)
- Kohleausstiegsgesetz (in dessen Rahmen u. a. Anpassung 65%-Ausbauziel EEG für 2030 zur Umsetzung Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung)
- Änderung der Erneuerbare-Energien-Verordnung (EEV), um die Möglichkeit für staatliche Zuschüsse zur EEG-Umlage zu schaffen (Ziel: Begrenzung EEG-Umlage auf 6,5 Cent pro Kilowattstunde in 2021 und höchstens 6,0 Cent pro Kilowattstunde in 2022)
- Novelle des WindSeeG und damit gesetzliche Erhöhung des Ausbauziels bis 2030 von 15 auf 20 GW sowie Schaffung eines Langfristziels von 40 GW bis 2040
- Novelle des Marktanreizprogramms von 2015, inklusive Wärmepumpen-Förderung und Ergänzung durch das Anreizprogramm Energieeffizienz (APEE) seit 2016 (siehe Kapitel 5 und 6)
- Abgestimmtes Regelungswerk für den Wärmemarkt (siehe Kapitel 5)
- Förderung von Niedertemperaturwärmenetzen mit Saisonal-Wärmespeicher
- Maßnahmen Elektromobilität/Biokraftstoffe/ Schienenverkehr (siehe Kapitel 7)

5. Energieverbrauch und Energieeffizienz



Wo stehen wir?

Der Primärenergieverbrauch (PEV) ist in den Jahren 2018 und 2019 um 2,9 Prozent bzw. 2,6 Prozent gegenüber dem jeweiligen Vorjahr gesunken. Zu dieser Entwicklung trugen im Jahr 2018 vor allem die gestiegenen Energiepreise, die milde Witterung und Verbesserungen bei der Energieeffizienz bzw. Energieproduktivität bei. Im Jahr 2019 sorgten weitere Verbesserungen bei der Energieeffizienz und Verschiebungen im Energiemix für einen sinkenden Energieverbrauch.

Der Endenergieverbrauch (EEV) ist gegenüber dem jeweiligen Vorjahr im Jahr 2018 um 2,7 Prozent gesunken und im Jahr 2019 um 1 Prozent leicht gestiegen. Temperatur- und lagerbestandsbereinigt lag der Endenergieverbrauch in beiden Jahren jedoch unter dem jeweiligen Vorjahreswert.

Die Primärenergie- und die Endenergieproduktivität, bereinigt um Temperatur- und Lagerbestandseffekte, sind in den Jahren 2018 und 2019 gegenüber dem jeweiligen Vorjahr gestiegen.

Der Bruttostromverbrauch ist in den Jahren 2018 und 2019 gegenüber dem jeweiligen Vorjahr um 0,5 Prozent bzw. 2,7 Prozent gesunken.

Der Nationale Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) setzte im Jahr 2014 das Ziel, 390 – 460 PJ Primärenergie und 25 – 30 Mio. t CO_2-Äquivalente (Äq.) Treibhausgase (THG) bis zum Jahr 2020 einzusparen; davon 350 – 380 PJ Primärenergie und 21,5 – 23,3 Mio. t CO_2-Äq. THG durch Sofortmaßnahmen des NAPE. Bis Ende des Jahres 2019 wurden durch die im NAPE-Monitoring erfassten Maßnahmen seit deren jeweiligen Beginn insgesamt 320 PJ Primärenergie (217 PJ Endenergie) und 20 Mio. t CO_2-Äq. THG eingespart. Die bis Ende des Jahres 2019 erreichten Einsparungen entsprechen etwa 2,4 Prozent des Endenergieverbrauchs, etwa 2,5 Prozent des Primärenergieverbrauchs und etwa 2,5 Prozent der THG-Emissionen Deutschlands im Jahr 2019.

Die im Jahr 2019 angereizten neuen Einsparungen an Primärenergie durch den NAPE beliefen sich dabei auf 45 PJ. Besonders hohe Primärenergieeinsparungen konnten durch das CO_2-Gebäudesanierungsprogramm für Wohngebäude (122 PJ) und die Initiative Energieeffizienznetzwerke (IEEN, 63 PJ) erzielt werden.

Das CO_2-Gebäudesanierungsprogramm als zentrale Maßnahme der Bundesregierung im Gebäudesektor ist im Rahmen des Klimaschutzprogramms 2030 noch einmal gestärkt worden. Zusammen mit dem Marktanreizprogramm zur Förderung der Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (MAP), dem Anreizprogramm Energieeffizienz (APEE) und dem Pumpen- und Heizungsoptimierungsprogramm wird es ab 2021 in der neu gestalteten „Bundesförderung für effiziente Gebäude“ (BEG) aufgehen.

Die Initiative Energieeffizienz-Netzwerke (IEEN) hat sich seit 2014 als eines der erfolgreichsten Instrumente des Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz (NAPE) bewährt. Bis Mitte 2020 wurden 278 Netzwerke gegründet und bis Ende 2020 wird das Einsparziel von rund 5 Millionen Tonnen CO_2 voraussichtlich erreicht. Am 14. September 2020 wurde die Fortsetzung und Weiterentwicklung der IEEN vereinbart. Bis Ende 2025 sollen bis zu 350 neue Netzwerke etabliert und damit bis zu sechs Millionen Tonnen Treibhausgas-Emissionen pro Jahr eingespart werden.

Was ist neu?

Um schon jetzt die Weichen für die Erreichung der mittel- bis langfristigen Energie- und Klimaziele zu stellen, hat die Bundesregierung am 18. Dezember 2019 die Energieeffizienzstrategie 2050 (EffSTRA) verabschiedet. In der EffSTRA ist ein nationales Energieeffizienzziel für 2030 von minus 30 Prozent Primärenergieverbrauch (ggü. 2008) verankert. Bis 2050 soll der Primärenergieverbrauch halbiert werden.

Zur Erreichung der Energieeffizienzziele wurde ein Instrumenten- und Maßnahmenmix mit weitreichenden sektorbezogenen und sektorübergreifenden Wirkungen entwickelt. Dabei werden die energieeffizienzrelevanten Maßnahmen des Klimaschutzprogramms 2030 (z. B. Ausbau der Förderangebote, CO_2-Bepreisung) einen wesentlichen Beitrag zur Steigerung der Energieeffizienz bis 2030 leisten. Diese und weitere Maßnahmen werden im fortgeschriebenen Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE 2.0) gebündelt, konkretisiert und umgesetzt. Der NAPE 2.0 enthält darüber hinaus ergänzende Maßnahmen, mit denen die Erschließung von Effizienzpotenzialen sinnvoll unterstützt werden soll. Während die Maßnahmen des Klimaschutzprogramms 2030 darauf ausgerichtet sind, große Minderungspotenziale zu erschließen, sollen die unterstützenden Maßnahmen des NAPE 2.0 bestehende Hemmnisse (z. B. Informationsdefizite, geringe Motivation der Akteure und bürokratischer Aufwand bei der Finanzierung) bei der Erschließung von Effizienzpotenzialen adressieren. Viele der unterstützenden Maßnahmen nutzen digitale Lösungen, um Verbrauchern und Energieberatern den Zugang zu Informationen zu erleichtern und mehr Transparenz zu schaffen. Die Energieeffizienzpolitik der Bundesregierung basiert dabei auf einem breiten Instrumentenmix für alle Sektoren, der auf dem Grundsatz „Beratung und Information, Fördern, Fordern und Forschen“ aufbaut.

	2018	2019	2020	2030	2040	2050
EFFIZIENZ UND VERBRAUCH						
Primärenergieverbrauch (ggü. 2008)	-8,7 %	-11,1 %	-20 %	-30 % →		-50 %
Endenergieproduktivität (2008 – 2050)	1,6 % pro Jahr	1,4 % pro Jahr	2,1 % pro Jahr			
Bruttostromverbrauch (ggü. 2008)	-4,2 %	-6,9 %	-10 % →			-25 %

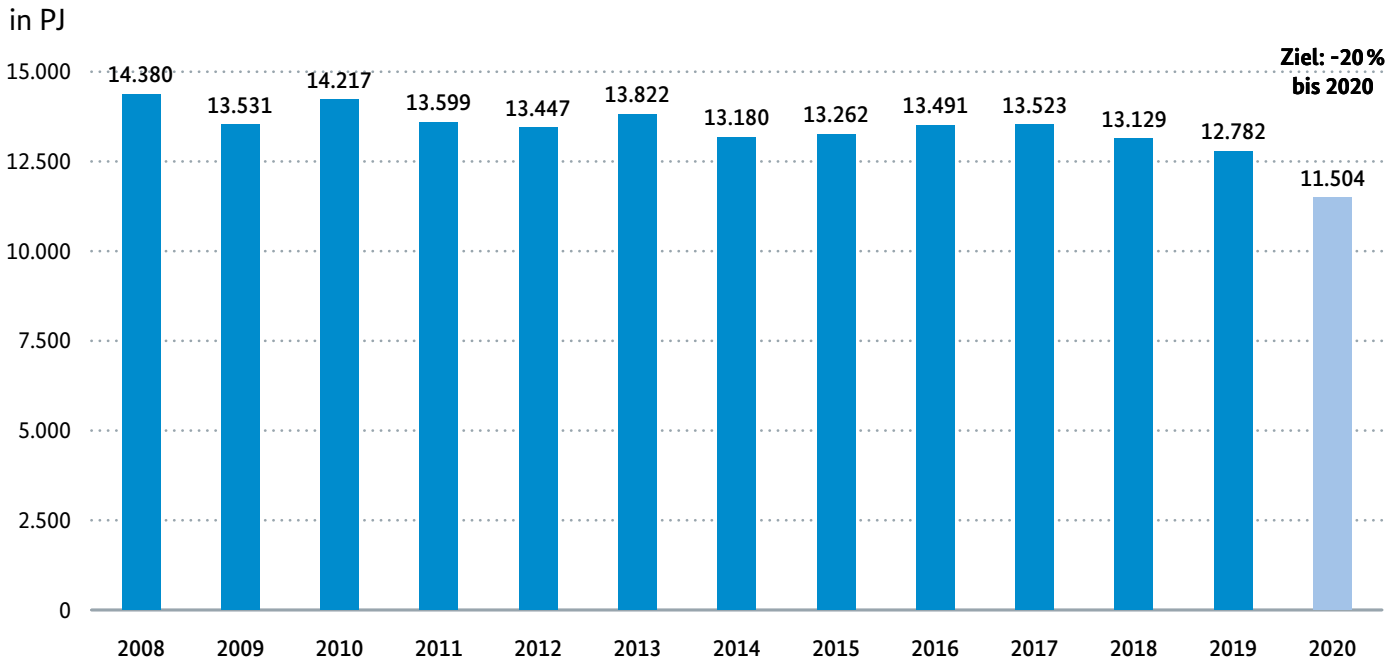
5.1 Primärenergieverbrauch und Primärenergieproduktivität

Der Primärenergieverbrauch ist in den Jahren 2018 und 2019 gegenüber dem jeweiligen Vorjahr gesunken. In den Jahren 2018 und 2019 betrug der Primärenergieverbrauch 13.129 PJ bzw. 12.782 PJ und lag somit um 2,9 Prozent bzw. 2,6 Prozent niedriger als im jeweiligen Vorjahr (siehe Abbildung 5.1). Der Energieverbrauch in Deutschland fiel damit auf den niedrigsten Stand seit Anfang der 1970er Jahre. Zu dieser Entwicklung haben im Jahr 2018 insbesondere die gestiegenen Energiepreise, die milde Witterung und Verbesserungen bei der Energieeffizienz bzw. Energieproduktivität beigetragen. Im Jahr 2019 sorgten weitere Verbesserungen bei der Energieeffizienz und Verschiebungen im Energiemix für einen sinkenden Energieverbrauch.

Der Einsatz von erneuerbaren Energien ist auch in den Jahren 2018 und 2019 weiter gestiegen. Während Mineralöl und Erdgas im Jahr 2018, aufgrund gestiegener Preise und einer milden Witterung, weniger nachgefragt wurden, steigerte sich deren Nachfrage im Jahr 2019 wieder. Hauptursache für den Verbrauchszuwachs bei Erdgas war die weiter gestiegene Bedeutung dieses Energieträgers in der Strom- und Wärmeerzeugung. Der Verbrauch von Stein- und Braunkohle sowie von

Abbildung 5.1: Zielsteckbrief: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs

Ziel 2020	Reduktion des Primärenergieverbrauchs um 20 Prozent (ggü. 2008)
Stand 2019	-11,1 Prozent



Quelle: AGEB 06/2020

Trend	●●○○○
Maßnahmen	Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) und dessen Fortführung sowie Weiterentwicklung als NAPE 2.0

Kernenergie ging dagegen, wie im langjährigen Trend, in beiden Jahren zurück. Erneuerbare Energien wurden in weiter steigendem Umfang eingesetzt. Dazu trugen neben dem weiteren Zubau an Kapazitäten auch die für den Einsatz der erneuerbaren Energien günstigen Wetterverhältnisse bei.

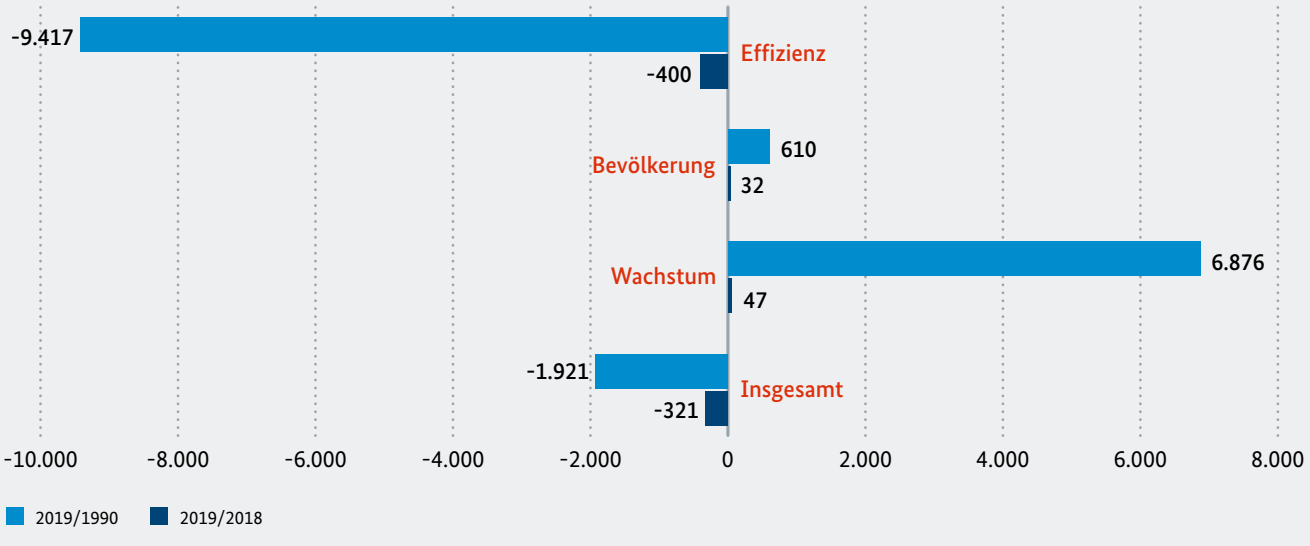
Gegenüber dem Bezugsjahr 2008 hat sich der Primärenergieverbrauch in Deutschland im Jahr 2019 insgesamt um 11,1 Prozent verringert. Um das Reduktionsziel für den Primärenergieverbrauch bis 2020 noch zu erreichen, müsste der Primärenergieverbrauch gegenüber dem Niveau von 2019 noch um 8,9 Prozentpunkte zurückgehen. In absoluten Zahlen entspräche dies rund 1.280 PJ, also etwa zwei Dritteln des gesamten deutschen Stromverbrauchs eines Jahres. Einen solchen Rückgang bis 2020 zu erreichen, ist sehr unwahrscheinlich.

Einflussfaktoren des Energieverbrauchs

Die Veränderungen des Primärenergieverbrauchs lassen sich auf unterschiedliche Einflussfaktoren zurückführen. Die wichtigsten Determinanten sind neben der Witterung die Entwicklung der Bevölkerung (demographische Komponente), die Veränderung des Bruttoinlandsprodukts (Wachstumskomponente) und die gesamtwirtschaftliche Energieintensität (Energieintensitätskomponente).

Mithilfe einer Komponentenzerlegung, etwa nach der Methode von Sun (1998), können Aussagen über die Beiträge der einzelnen Einflussfaktoren zur Entwicklung des Primärenergieverbrauchs getroffen werden. Die einzelnen Beiträge quantifizieren die Veränderung des Gesamtenergieverbrauchs, die sich theoretisch ergäbe, wenn sich nur eine der Komponenten verändern würde, während alle übrigen Faktoren konstant gehalten werden.

Abbildung 5.2: Beiträge verschiedener Einflussfaktoren (Komponenten) zu den Veränderungen des (bereinigten) Primärenergieverbrauchs in Deutschland (Veränderungen 2019 gegenüber 2018 und 1990)



Quelle: Eigene Darstellung BMWi auf Basis von AGEB 03/2020

Im Ergebnis ist der Gesamtrückgang beim temperaturbereinigten Primärenergieverbrauch zwischen 1990 und 2019 um 1.921 PJ maßgeblich auf die Verbesserung der Energieintensität zurückzuführen. Im Gegensatz dazu wirkte sich die positive Wirtschaftsentwicklung in diesem Zeitraum verbrauchssteigernd auf den Energieverbrauch aus. Auch das Bevölkerungswachstum, das im betrachteten Zeitraum von 1990 bis 2019 insgesamt rund 3,4 Millionen Personen betrug, führte für sich genommen zu einer leichten Erhöhung des Energieverbrauchs. Die Komponentenzerlegung zeigt auf, dass Effizienzsteigerungen im Zeitraum von 1990 bis 2019 verbrauchssteigernde Effekte wie steigende Pro-Kopf-Einkommen und wachsende Bevölkerung überkompensieren konnten. Dies wird auch durch die Berechnungsergebnisse der Europäischen Kommission für die einzelnen Verbrauchssektoren in den Jahren 2005 – 2015 bestätigt (KOM-1). So zeigen diese Ergebnisse, dass im Industriesektor sowie im Sektor Gewerbe/Handel/Dienstleistungen (GHD) der Anstieg des Endenergieverbrauchs von 2005 bis 2015 insbesondere auf gestiegene Wirtschaftsaktivitäten zurückgeführt werden kann. Aus den Ergebnissen der EU-Kommission geht auch hervor, dass eine Verbesserung der Energieintensität im Industrie- und GHD-Sektor und eine geringfügige Verlagerung zu weniger energieintensiven Prozessen (struktureller Effekt) im gleichen Zeitraum einem Verbrauchsanstieg entgegengewirkt haben.

Zentral ist neben dem absoluten Verbrauch an Energie auch, wie effizient eine Volkswirtschaft mit der Ressource Energie umgeht. Ein Maß dafür ist die Energieproduktivität. Um diese zu berechnen, wird die volkswirtschaftliche Leistung eines Landes (z. B. Bruttoinlandsprodukt oder Bruttowertschöpfung) ins Verhältnis zum Energieverbrauch gesetzt. Somit gibt die Energieproduktivität den Wert der Güter und Dienstleistungen an, die mit einer Einheit Energie bereitgestellt werden können.

Die Primärenergieproduktivität ist in den Jahren 2018 und 2019 gegenüber dem jeweiligen Vorjahr gestiegen. In den Jahren 2018 und 2019 konnten gegenüber dem jeweiligen Vorjahr mit demselben Energieeinsatz 4,6 Prozent bzw. 3,3 Prozent mehr Produkte und Dienstleistungen bereitgestellt werden (siehe untere Kurve in Abbildung 5.3). Bereinigt um Witterungseffekte sowie um Änderungen der Lagerbestände lag der Anstieg bei 3,1 Prozent (2018) und 3,7 Prozent (2019). Damit hat sich die Entkopplung zwischen wirtschaftlicher Entwicklung und Energieverbrauch verstärkt fortgesetzt.

5.2 Endenergieverbrauch und Endenergieproduktivität

Der Endenergieverbrauch ist gegenüber dem jeweiligen Vorjahr im Jahr 2018 gesunken und im Jahr 2019 leicht gestiegen. Endenergie ist der Teil der Primärenergie, der den Verbrauchern nach Abzug von Übertragungs- und Umwandlungsverlusten sowie des nichtenergetischen Verbrauchs zur Verfügung steht. In den Jahren 2018 und 2019 lag der Endenergieverbrauch bei 8.963 PJ bzw. 9.050 PJ, ein Rückgang um 2,7 Prozent bzw. ein Anstieg um 1 Prozent gegenüber dem jeweiligen Vorjahr. Bereinigt um Temperatur- und Lagerbestandseffekte lag der Endenergieverbrauch in den Jahren 2018 und 2019 um 0,9 Prozent bzw. 0,4 Prozent unter dem jeweiligen Vorjahreswert. Eine Differenzierung des Endenergieverbrauchs nach

Sektoren zeigt: Während im Jahr 2018 sämtliche Sektoren eine Abnahme des Endenergieverbrauchs gegenüber dem Vorjahr verzeichneten (Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungssektor: -9,4 Prozent, Industrie: -2,4 Prozent, Haushalte: -0,9 Prozent und Verkehr: -0,8 Prozent), sank der Endenergieverbrauch im Jahr 2019 gegenüber dem Vorjahr lediglich in der Industrie (-2,5 Prozent). Die Haushalte hingegen verbrauchten 3,4 Prozent, der Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungssektor 3,3 Prozent und der Verkehr 1,1 Prozent mehr Endenergie als im Vorjahr.

Betrachtet man die einzelnen Energieträger, so sank der Verbrauch von Heizöl im Jahr 2018 um 15,4 Prozent und stieg im darauffolgenden Jahr um 18,4 Prozent. Gas und Kraftstoff verzeichneten im Jahr 2018 ebenfalls einen Rückgang (-2,1 Prozent bzw. -1,6 Prozent) und im Jahr 2019 einen Anstieg (0,2 Prozent und 1,2 Prozent) beim Verbrauch. In den betrachteten Jahren nahmen die Verbräuche von Steinkohle (2018: -1,6 Prozent, 2019: -7,2 Prozent), Braunkohle (2018: -2,3 Prozent, 2019: -2,3 Prozent), Strom (2018: -1,1 Prozent, 2019: -2,3 Prozent) und Fernwärme (2018: -4,1 Prozent, 2019: -1,5 Prozent) hingegen durchgehend ab.

Die Endenergieproduktivität ist gegenüber dem jeweiligen Vorjahr im Jahr 2018 um 4,3 Prozent gestiegen und im Jahr 2019 um 0,4 Prozent gesunken. Das Energiekonzept der Bundesregierung bezieht das Effizienzziel auch auf die Endenergieproduktivität, also auf das reale Bruttoinlandsprodukt pro Einheit Endenergieverbrauch. Im Jahr 2019 lag die Endenergieproduktivität bei 358,1 Euro/GJ gegenüber 359,5 Euro/GJ im Vorjahr (siehe obere Kurve in Abbildung 5.3). Bereinigt um Temperatur- und Lagerbestandseffekte stieg die Endenergieproduktivität im Jahr 2018 um 2,5 Prozent und im Jahr 2019 um 1 Prozent.

Transparenz, Beteiligung und Akzeptanz im Bereich Energieeffizienz

Im Sommer 2016 hat das BMWi mit dem Grünbuch Energieeffizienz einen breiten Konsultationsprozess mit allen gesellschaftlichen Akteuren zur mittel- und langfristigen Weiterentwicklung der Energieeffizienzpolitik angestoßen.

Die Erkenntnisse aus dem Grünbuch-Prozess sind auch in die Energieeffizienzstrategie 2050 der Bundesregierung (EffSTRA) eingeflossen, die im Dezember 2019 beschlossen wurde. Insbesondere die Notwendigkeit einer langfristigen Ausrichtung der Effizienzpolitik ist dort verankert. Vor diesem Hintergrund sieht die EffSTRA für die Perspektive nach 2030 bis 2050 die Erarbeitung einer „Roadmap Energieeffizienz 2050“ vor. Diese Roadmap soll mögliche Pfade zur Erreichung des Reduktionsziels bis 2050 in den verschiedenen Sektoren skizzieren und wird im Rahmen eines dialogorientierten Beteiligungsformats (Dialogprozess „Roadmap Energieeffizienz 2050“) erarbeitet. Neben der Berücksichtigung der Wirkung der identifizierten Pfade auf verschiedene Akteursgruppen (u. a. Verbraucher, Energieversorger, Politik) sollen zusammen mit den Stakeholdern erforderliche Maßnahmen zur Zielerreichung identifiziert werden. Zudem sollen Strukturen und Ansätze für die notwendigen rechtlichen, ökonomischen und politischen Rahmenbedingungen erarbeitet werden. Die Auftaktveranstaltung des entsprechenden Stakeholderbeteiligungsformats „Roadmap Energieeffizienz 2050“ fand am 26. Mai 2020 statt. Die Arbeit setzt sich nun insbesondere im Rahmen sektorspezifischer und sektorübergreifender Arbeitsgruppen fort und soll bis zum Jahr 2022 zu konkreten Ergebnissen führen.

Im Mai 2016 wurde eine breit angelegte Kampagne zur Steigerung der Energieeffizienz gestartet. Die Informations- und Aktivierungskampagne „Deutschland macht's effizient" soll alle gesellschaftlichen Akteure über das Gemeinschaftsprojekt Energiewende informieren und von der Notwendigkeit eines noch effizienteren Einsatzes von Energie überzeugen. Die Kampagne richtet sich gleichermaßen an private Haushalte, Unternehmen sowie öffentliche Einrichtungen und bindet alle Akteure im Rahmen des Stakeholder-Dialogs ein.

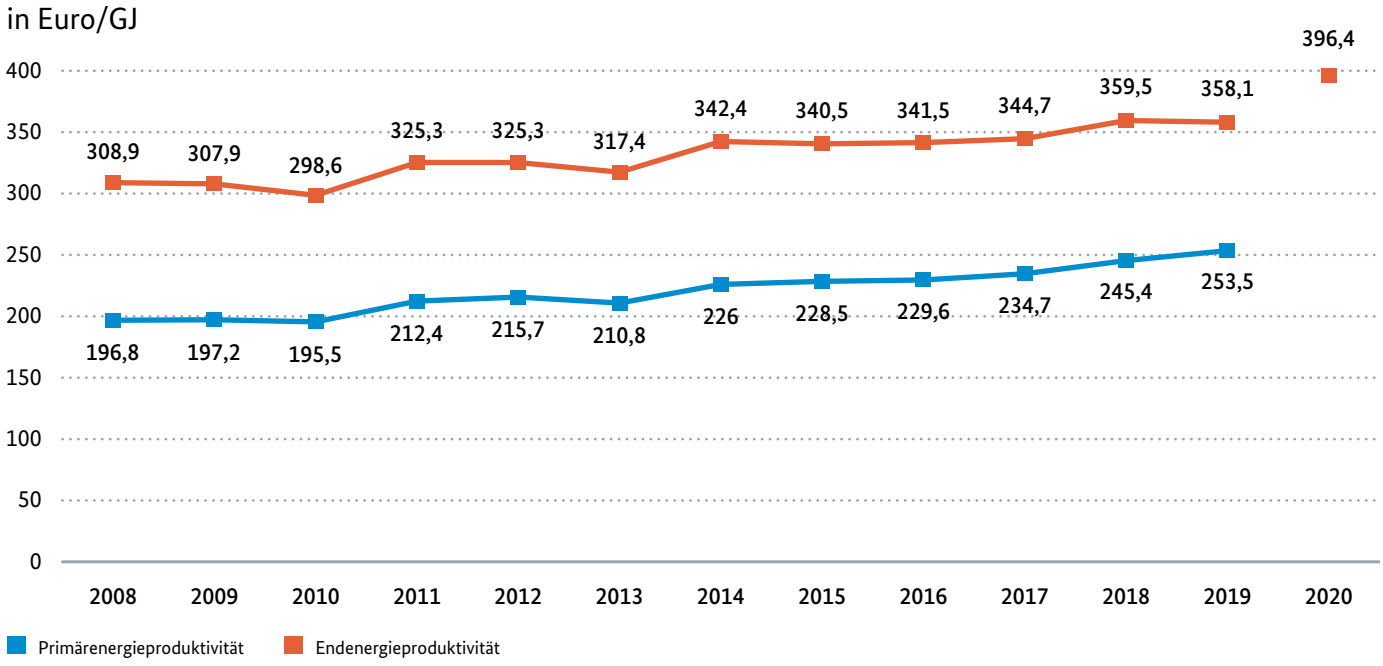
Im Rahmen der „Deutschland macht's effizient"-Kampagne hat das BMWi mit dem „Förderwegweiser Energieeffizienz" (https://www.machts-effizient.de/foerderwegweiser) beispielsweise ein Online-Tool entwickelt, mit dem sich interessierte Akteure gezielt über die für ihr Effizienzprojekt passenden Förderprogramme informieren können.

Gerade im Bereich der Energieeffizienz gibt es vielfältige Möglichkeiten für Bürgerinnen und Bürger, Unternehmen und Kommunen, die Energiewende aktiv mitzugestalten und von ihr zu profitieren. Dazu stellt die Bundesregierung für private Haushalte, Unternehmen und Kommunen hohe finanzielle Fördermittel zu Verfügung. Schon kleinere Maßnahmen z. B. im Gebäudebereich, für die es Investitionszuschüsse oder Darlehen gibt, können sich durch die damit erreichte Energieeinsparung finanziell lohnen. Als attraktive Alternative im Förderbereich steht selbstnutzenden Wohnungseigentümern darüber hinaus ab dem Steuerjahr 2020 die steuerliche Förderung energetischer Sanierungsmaßnahmen zur Verfügung. Bei dieser können über den Zeitraum von drei Jahren Aufwendungen für Effizienzmaßnahmen in Höhe von 20 Prozent der förderfähigen Kosten steuerlich geltend gemacht werden.

Zwischen 2008 und 2019 hat sich die Endenergieproduktivität jährlich um durchschnittlich 1,4 Prozent verbessert, was deutlich unter dem Ziel von jährlich 2,1 Prozent liegt. Um das Ziel des Energiekonzepts für die Endenergieproduktivität zu erreichen, müsste sie sich im verbleibenden Jahr zwischen dem Berichtsjahr 2019 und dem Zieljahr 2020 um 10,7 Prozent verbessern. Eine solche Beschleunigung ist unwahrscheinlich. Ziel ist und bleibt jedoch, das reale Bruttoinlandsprodukt mit einem möglichst geringen Endenergieeinsatz zu produzieren und unnötigen Energieverbrauch zu vermeiden. Aus diesem Grund müssen private Haushalte, Unternehmen und der öffentliche Sektor weiterhin ihr Augenmerk auf den effizienten Umgang mit Energieressourcen legen.

Abbildung 5.3: Zielsteckbrief: Entwicklung der Energieproduktivität

Ziel 2020	Erhöhung der Endenergieproduktivität um 2,1 Prozent pro Jahr
Stand 2019	1,4 Prozent jährlich seit 2008



Quelle: Eigene Berechnungen BMWi auf Basis von AGEB und StBA 06/2020

Trend	●●●○○
Maßnahmen	Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE)

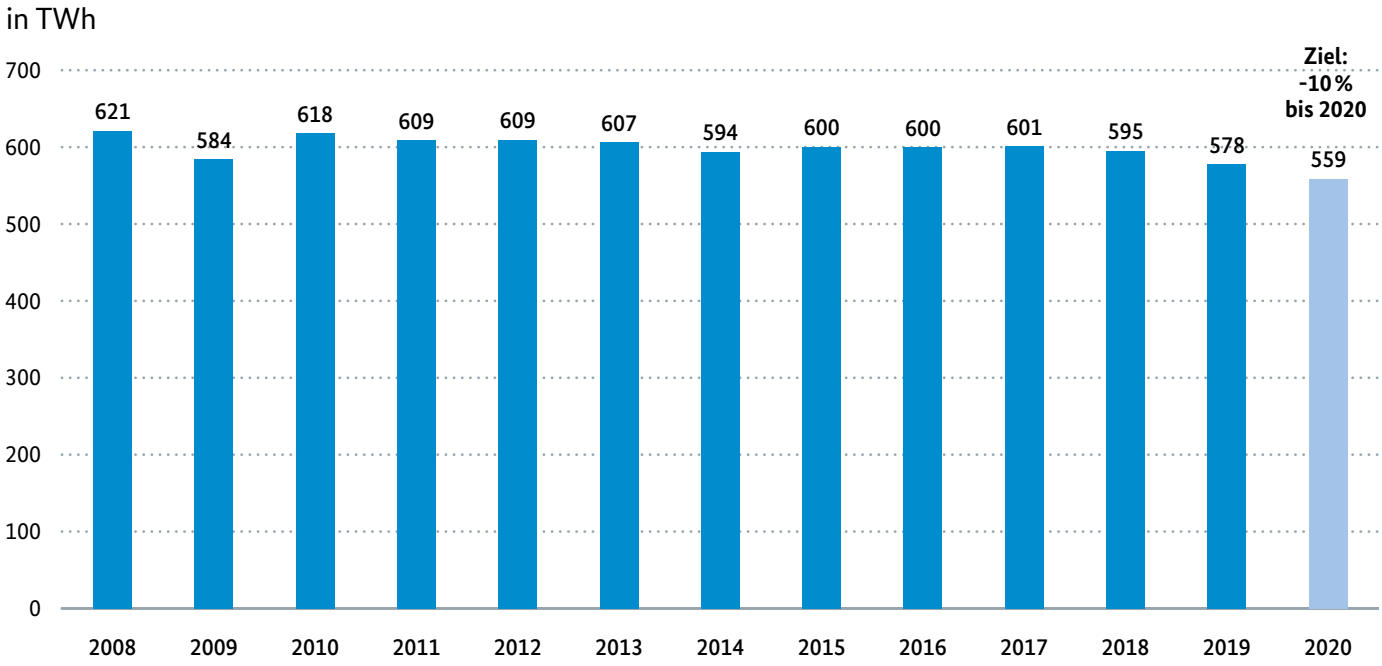
5.3 Stromverbrauch und Stromeffizienz

Der Bruttostromverbrauch ist in den Jahren 2018 und 2019 gegenüber dem jeweiligen Vorjahr um 1,0 Prozent bzw. 2,9 Prozent gesunken. Der Bruttostromverbrauch gibt die im Inland verbrauchte Strommenge wieder. Er lag in den Jahren 2018 und 2019 bei rund 595 TWh bzw. 578 TWh (siehe Abbildung 5.4).

Zwischen 2008 und 2019 hat sich der Bruttostromverbrauch um 6,9 Prozent verringert. Das Ziel ist, den Bruttostromverbrauch um 10 Prozent bis 2020 (ggü. 2008) zu senken. Um dieses Ziel zu erreichen, müsste der Verbrauch im verbleibenden Jahr zwischen dem Berichtsjahr 2019 und dem Zieljahr 2020 um weitere 3,1 Prozentpunkte bzw. rund 19 TWh zurückgehen. Dabei ist auch zu berücksichtigen: Um in den Bereichen Wärme und Verkehr die Dekarbonisierung weiter voranzutreiben, soll dort im Rahmen der Sektorkopplung zunehmend erneuerbar erzeugter Strom auf effiziente Weise eingesetzt werden. Dadurch entstehen neue Stromverbraucher. Damit der zusätzliche Bedarf an erneuerbarem Strom jedoch so gering wie möglich gehalten werden kann, sollen bei der Sektorkopplung grundsätzlich die Technologien verwendet werden, die Strom effizient in Wärme, Kälte oder Antrieb umwandeln und folglich mit wenig erneuerbarem Strom möglichst viele Brennstoffe ersetzen (siehe Kapitel 13).

Abbildung 5.4: Zielsteckbrief: Entwicklung des Stromverbrauchs

Ziel 2020	Reduktion des Bruttostromverbrauchs um 10 Prozent bis 2020 (ggü. 2008)
Stand 2019	-6,9 Prozent



Quelle: AGEB 09/2020

Trend	●●○○○
Maßnahmen	Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE)

Die gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität hat sich auch in den Jahren 2018 und 2019 weiter verbessert. Die gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität stellt das reale Bruttoinlandsprodukt bezogen auf den gesamten Bruttostromverbrauch dar und ist somit ein Maß dafür, wie effizient Strom in einer Volkswirtschaft eingesetzt wird. Sie verzeichnete in den Jahren 2018 und 2019 einen Anstieg gegenüber dem Vorjahr um 2,7 Prozent bzw. 3,5 Prozent. Bereits seit den 1990er Jahren besteht ein Trend zur zunehmenden Entkopplung von Wirtschaftswachstum und Entwicklung des Stromverbrauchs. Im Jahr 2019 lag die gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität rund 46,5 Prozent über dem Niveau von 1990. Durchschnittlich stieg sie in diesem Zeitraum jedes Jahr um rund 1,6 Prozent.

5.4 Wesentliche bisherige Maßnahmen

Um die Energieeffizienz zu steigern, hat die Bundesregierung mit dem Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) bereits im Jahr 2014 eine umfassende Strategie auf den Weg gebracht. Der NAPE definiert Sofortmaßnahmen und weiterführende Arbeitsprozesse, um die nationalen Effizienz- und Klimaschutzziele zu erreichen. Der NAPE leistet auch einen signifikanten Beitrag zum Aktionsprogramm Klimaschutz 2020.

Die wichtigsten Handlungsfelder der Energieeffizienzpolitik sind:

- Voranbringen der Energieeffizienz im Gebäudebereich
- Etablieren der Energieeffizienz als Rendite- und Geschäftsmodell
- Erhöhen der Eigenverantwortlichkeit für Energieeffizienz

Für diese Handlungsfelder definiert der NAPE sektorübergreifende Maßnahmen, mit denen der Energieverbrauch auf der Nachfrageseite gesenkt werden kann. Das Ziel ist, durch Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz im Zusammenhang des NAPE insgesamt 390 bis 460 PJ Primärenergie bis zum Jahr 2020 einzusparen.

Programme auf Grundlage der Beschlüsse der Parteivorsitzenden der Koalition aus CDU, CSU und SPD vom 1. Juli 2015 ergänzen den NAPE. Damit sollen bis zum Jahr 2020 zusätzlich 5,5 Millionen t CO_2 durch Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudebereich, in den Kommunen, in der Industrie sowie bei der Deutschen Bahn AG eingespart werden.

Seit Januar 2019 erfolgt die Finanzierung von Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz weitestgehend aus dem „Energie- und Klimafonds" (EKF). Die Energieeffizienzmaßnahmen wurden bislang zum Großteil aus dem Sondervermögen EKF und im Übrigen aus dem allgemeinen Bundeshaushalt finanziert. Mit dem Bundeshaushalt 2019 wurden alle Energieeffizienzmaßnahmen des BMWi in den EKF überführt und werden dort neu strukturiert. Der EKF wird aus den Erlösen der Versteigerung der Emissionshandelszertifikate sowie einem Bundeszuschuss gespeist. Er verfügt daneben über eine Rücklage. Der EKF hatte im Jahr 2018 ein Gesamtvolumen von rund 6 Milliarden Euro. Für die Förderung von Energieeffizienz und Wärme aus erneuerbaren Energien stehen im Zeitraum 2016 bis 2020 insgesamt rund 17 Milliarden Euro zur Verfügung.

Die Bundesregierung hat am 18. Dezember 2019 die vom Bundesminister für Wirtschaft und Energie vorgelegte Energieeffizienzstrategie 2050 (EffSTRA) beschlossen. Die Bundesregierung verfolgt das Ziel, die deutsche Wirtschaft weltweit zur energieeffizientesten Volkswirtschaft zu formen und den Primärenergieverbrauch drastisch zu senken, um bis zum Jahr 2050 die Treibhausgasneutralität zu erreichen. Denn nur durch eine kontinuierliche Steigerung der Energieeffizienz kann die Energiewende kosteneffizient umgesetzt und können die Klimaziele erreicht werden. Die EffSTRA legt ein mittelfristiges Energieeffizienzziel für das Jahr 2030 in Höhe von minus 30 Prozent Primärenergieverbrauch im Vergleich zum Basisjahr 2008 fest. Sie bündelt und konkretisiert zudem Energieeffizienzmaßnahmen in einem fortgeschriebenen Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE 2.0). Darin werden die Energieeffizienzmaßnahmen des Klimaschutzprogramms 2030, die von der Bundesregierung am 9. Oktober 2019 verabschiedet wurden, sowie weitere Maßnahmen aufgegriffen. Die unterstützenden Maßnahmen der Strategie sollen bestehende Hemmnisse (z. B. Informationsdefizit, geringe Motivation der Akteure, bürokratischer Aufwand bei der Finanzierung) bei der Erschließung von Effizienzpotenzialen adressieren. Zudem wird ein Dialogprozess für einen langfristigen Fahrplan zur Senkung des Primärenergieverbrauchs bis zum Jahr 2050 (Dialogprozess „Roadmap Energieeffizienz 2050") initiiert.

Bis zum Jahr 2019 wurden mit den NAPE-Maßnahmen, für die entsprechende Einsparwerte belastbar quantifizierbar sind, rund 320 PJ Primärenergie-Einsparungen bzw. rund 20 Millionen t CO_2-Einsparungen erzielt. Diese Einsparungen beinhalten sowohl Einsparungen im Jahr 2019,

die sich aus den in den Vorjahren durchgeführten Effizienzmaßnahmen ergeben, als auch neue Einsparungen aus Effizienzmaßnahmen, die im Jahr 2019 durchgeführt wurden (sog. NAPE-Logik). Neue Einsparungen, also solche, die sich aus den im Jahr 2019 durchgeführten Effizienzmaßnahmen ergeben, belaufen sich auf 45 PJ Primärenergie-Einsparungen. Ein direkter Vergleich mit den prognostizierten Wirkungen des NAPE ist nicht möglich, da hier teilweise nur die Aufstockung einzelner Programme berücksichtigt wurde. Änderungen ergaben sich bei manchen Maßnahmen bezüglich der erzielten Einsparungen im Jahr 2018 und der Vorjahre aufgrund von nun vorliegenden Evaluierungsergebnissen oder aufgrund neuer Datenerkenntnisse.

Die direkte und indirekte Einsparwirkung von Energieeffizienzinstrumenten ist teilweise nicht einfach zu quantifizieren. Insbesondere ist schwer zu messen, wie sich Informationsangebote auf das tatsächliche Handeln der Akteure auswirken. Hinzu kommt, dass Informations- und Beratungsmaßnahmen ihre Wirkung oftmals erst mittelbar entfalten, indem sie z. B. andere Maßnahmen flankieren oder tatsächliche Energieeffizienzinvestitionen im Nachgang aktivieren. Erhebliche methodische Schwierigkeiten und verschiedene methodische Ansätze bestehen auch bei der Quantifizierung von Mitnahme-, Multiplikator- und Überlappungseffekten. Überlappungseffekte, also Doppelzählungen von Einsparungen, sind zu vermeiden. Sie können entstehen, wenn eine eingesparte Einheit Energie sowohl der mittelbaren Wirkung einer Informations- und Aktivierungsmaßnahme als auch der unmittelbaren Wirkung eines Förderprogramms (z. B. Dämmung des Gebäudes) zugeschrieben wird.

Das Monitoring aller Effizienzmaßnahmen wird fortgeführt und künftig werden auch wichtige Maßnahmen des NAPE 2.0 erfasst. Hierzu wird die Methodik zur Evaluierung sämtlicher Effizienzmaßnahmen stetig verbessert und weiter vereinheitlicht.

Um die Wirksamkeit und Effizienz der Förderprogramme weiter zu erhöhen, hat das BMWi die Förderstrategie „Energieeffizienz und Wärme aus erneuerbaren Energien“ gestartet und die Beratungs- und Investitionsförderung grundlegend reformiert. So werden im Zeitraum von 2017 bis 2020 die Förderprogramme schrittweise neu geordnet, themenspezifisch gebündelt und adressatengerecht ausgerichtet. Die Förderung besteht jeweils aus den aufeinander aufbauenden Modulen Beratung, Einstiegsförderung, systemische Förderung und anspruchsvolle Innovationsprojekte. Um Fortschritte beim Energiesparen wirksamer anzureizen, werden die Förderkonditionen nach dem Prinzip „je ambitionierter, desto attraktiver das Förderangebot“ gestaltet. Darüber hinaus soll die Kundenorientierung weiter gesteigert und der Zugang zur Förderung vereinfacht werden. Leitbild ist die Entwicklung eines „One-Stop-Shop“, der alle relevanten Informationen bündelt und interessierte Bürgerinnen und Bürger sowie Unternehmen Schritt für Schritt von der Erstinformation über das Energiesparen bis zur Umsetzung einer Fördermaßnahme begleitet.

Im Jahr 2018 hat das BMWi im Rahmen der Förderstrategie die Industrieförderprogramme gebündelt. Der Ansatz ist dabei technologieoffen und branchenübergreifend. Zudem erfolgt die Förderung nun wahlweise als direkter Zuschuss oder als Tilgungszuschuss. Es besteht zudem die Möglichkeit, Förderung über eine Teilnahme am BMWi-Wettbewerb Energieeffizienz zu erhalten. Damit finden die unterschiedlichen Finanzierungsbedürfnisse von Unternehmen Berücksichtigung. Durch die Neuausrichtung der Industrieförderprogramme sollen insbesondere Investitionen in komplexere und stärker auf eine systemische

energiebezogene Optimierung der Produktionsprozesse ausgerichtete Maßnahmen wirksamer gefördert werden. Daneben ist auch weiterhin eine Förderung von Einzelmaßnahmen im Bereich hocheffizienter Querschnittstechnologien, erneuerbare Technologien zur Prozesswärmebereitstellung sowie Mess-, Steuer- und Regelungstechnik und Energiemanagement-Software möglich. Das neue Förderpaket trat im Jahr 2019 in Kraft. In den Jahren 2019 und 2020 wurde die Förderung im Gebäudebereich ebenfalls neu strukturiert (siehe Kapitel 6).

Tabelle 5.1: Bislang quantifizierbare Wirkungen von Effizienzmaßnahmen ab 2016

NAPE-Maßnahme und Programme auf Grundlage der Beschlüsse der Parteivorsitzenden der Koalition aus CDU, CSU und SPD vom 1. Juli 2015	**Primärenergie-Einsparungen* (in PJ)**				**CO_2-Einsparungen* (in Mio. t CO_2-Äq.)**			
	2016	**2017**	**2018**	**2019**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**
NAPE-Maßnahme								
CO_2-Gebäudesanierungsprogramm: Nichtwohngebäude	4,21	5,51	6,82	7,95	0,27	0,34	0,42	0,43
CO_2-Gebäudesanierungsprogramm: Wohngebäude	104,76	111,00	116,68	122,15	5,75	5,86	8,02	7,85
Marktanreizprogramm zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (MAP)	2,08	3,10	3,99	3,99	1,44	1,83	2,14	2,41
Anreizprogramm Energieeffizienz (APEE)	1,71	4,26	6,92	9,98	0,09	0,23	0,42	0,56
Nationales Effizienzlabel für Heizungsaltanlagen	0,01	0,35	0,87	1,51	0,00	0,03	0,06	0,11
KfW-Energieeffizienzprogramm für Produktionsanlagen und -prozesse	8,86	17,78	20,40	25,00	0,34	0,50	0,63	1,31
Initiative Energieeffizienz-Netzwerke (IEEN)	24,67	35,55	54,65	63,36	1,36	1,90	2,87	3,09
Energieauditpflicht für Nicht-KMU	4,81	9,61	14,42	19,22	0,27	0,52	0,76	0,93
Mittelstandsinitiative Energiewende und Klimaschutz (MIE)	0,63	0,89	1,19	1,29	0,04	0,05	0,06	0,06
Energieeffiziente und klimaschonende Produktionsprozesse**	3,21	3,86	5,02	5,02	0,17	0,20	0,26	0,25
Marktüberwachung	0,00	0,00	0,19	0,41	0,00	0,00	0,01	0,02
Nationale Top-Runner-Initiative (NTRI)**	0,00	0,02	0,15	0,35	0,00	0,00	0,01	0,02
STEP up! „STromEffizienzPotenziale nutzen“**	0,10	0,15	0,58	1,01	0,01	0,01	0,03	0,05
Pilotprogramm Einsparzähler	0,00	0,01	0,01	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00
Energiemanagementsysteme**	0,52	0,69	0,73	0,73	0,03	0,04	0,04	0,04
Energieberatung	10,01	12,80	17,65	23,37	0,55	0,68	0,93	1,14
Programme auf Grundlage der Beschlüsse vom 1. Juli 2015								
Förderung der Heizungsoptimierung durch hocheffiziente Pumpen und hydraulischen Abgleich	0,14	0,85	1,49	1,79	0,01	0,05	0,08	0,09
Querschnittstechnologien**	4,27	5,28	6,60	6,76	0,25	0,29	0,35	0,32
Abwärmerichtlinie**	1,00	3,16	16,64	25,65	0,05	0,16	0,87	1,27
Gesamtwirkung	**171**	**215**	**275**	**320**	**11**	**13**	**18**	**20**

Quelle: BMWi 11/2020

* kumulierte Wirkung nach NAPE-Logik seit Beginn der jeweiligen Maßnahmen bis einschließlich 2016, 2017, 2018 und 2019

** Effizienzmaßnahme ist ausgelaufen oder wurde mittlerweile in andere Maßnahme(n) überführt. Die bis zum Programmende durchgeführten Effizienzsteigerungen liefern jedoch noch über die Lebensdauer der Maßnahme hinaus entsprechende Einsparwirkungen.

Neben nationalen Maßnahmen leisten auch verschiedene EU-Maßnahmen einen wichtigen Beitrag zur Steigerung der Energieeffizienz. Dazu zählen u. a. das EU-Ökodesign und die EU-Energieverbrauchskennzeichnung. Das EU-Ökodesign trägt maßgeblich dazu bei, dass nur energieeffiziente Technologien und Geräte von Händlern angeboten werden können und sich so im Markt durchsetzen. In der Zeit von September 2018 bis Januar 2019 wurden für die Produktgruppe der Haushalts-Kühlgeräte, Beleuchtungsmittel, TVs und elektronische Displays, Haushalts-Geschirrspüler, Haushalts-Waschmaschinen, Motoren, Transformatoren, externen Netzteile, Schweißgeräte und der Kühlgeräte mit Verkaufsfunktion ambitionierte Ökodesign-Standards beschlossen. Die Verordnungen legen Anforderungen an das umweltgerechte Design energieverbrauchsrelevanter Produkte fest, um das Potenzial für gestaltungsbedingte Verbesserungen ihrer Umweltverträglichkeit zu nutzen.

Monitoring der wesentlichen Maßnahmen zur Förderung von Energieeinsparungen

KfW-Energieeffizienzprogramm für Produktionsanlagen und -prozesse			
Kurzbeschreibung	Das KfW-Energieeffizienzprogramm unterstützt Energieeffizienzmaßnahmen im Bereich Produktionsanlagen und -prozesse gewerblicher Unternehmen mit zinsgünstigen Darlehen. Gefördert werden alle Investitionsmaßnahmen, die eine Energieeinsparung von mindestens 10 Prozent (Einstiegsstandard) bzw. mindestens 10 Prozent (Premiumstandard) erzielen. Es werden sowohl Modernisierungs- als auch Neuinvestitionen in den Bereichen Maschinen/Anlagen/Prozesstechnik, Druckluft/Vakuum/Absaugtechnik, Elektrische Antriebe/Pumpen, Prozesswärme/-kälte, Wärmerückgewinnung/Abwärmenutzung, Mess-, Regel- und Steuerungstechnik, Informations- und Kommunikationstechnik sowie KWK-Anlagen gefördert. Der Kredithöchstbetrag beläuft sich in der Regel auf bis zu 25 Mio. Euro pro Vorhaben. Die Kreditlaufzeiten können zwischen 5, 10 oder 20 Jahren gewählt werden.		
Aktueller Stand 2019	Das Programm wurde kontinuierlich weitergeführt. Im Jahr 2018 wurden 478 Kredite mit einem Volumen in Höhe von rund 1,41 Mrd. Euro zugesagt. Im Jahr 2019 wurden 219 Kredite mit einem Volumen in Höhe von rund 0,97 Mrd. Euro gewährt.		
Charakter des Instruments	Förderprogramm		
Zielgruppe	Unternehmen		
Betroffene Energieträger	Alle		
Laufzeit des Instruments	2015 bis offen		
Vollzug	KfW		
Letzte Evaluierung	2019		
Nächste Evaluierung	Keine		
Monitoring-Indikatoren	2018 (NAPE-Logik)	2019 (NAPE-Logik)	2020 Zielindikator des Instruments
Primärenergieeinsparung (in PJ)	20,403	24,999	30
Endenergieeinsparung (in PJ)	6,667	8,034	k.A.
CO_2-Einsparung (in Mio. t CO_2-Äq.)	0,626	1,313	2

Initiative Energieeffizienz-Netzwerke (IEEN)			
Kurzbeschreibung	Ziel der Initiative Energieeffizienz-Netzwerke, die von der Bundesregierung gemeinsam mit mittlerweile 22 Verbänden und Organisationen der Wirtschaft getragen wird, ist es, bis Ende 2020 rund 500 neue Energieeffizienz-Netzwerke (EEN) in Deutschland zu initiieren und damit 5 Mio. Tonnen CO_2 bzw. 75 PJ Primärenergie einzusparen. Die Bundesregierung hat Mitte September 2020 mit 21 Trägerverbänden und zehn Kooperationspartnern die Fortführung der Initiative als „Initiative Energieeffizienz- und Klimaschutz-Netzwerke“ vereinbart. Die zweite Phase soll sich bis Ende 2025 erstrecken (Ziele: 300-350 neue Netzwerke, Einsparung von 9-11 TWh Endenergie und 5-6 Mio. t THG-Emissionen). Im Rahmen der IEEN schließen sich mindestens fünf Unternehmen über einen festgelegten Zeitraum zu einem Netzwerk zusammen, setzen sich zu Beginn des Netzwerks sowohl individuelle Energieeinsparziele als auch ein gemeinsames Ziel und tauschen sich zur Umsetzung entsprechender Effizienzmaßnahmen aus. An dem Aktionsbündnis sind die relevanten Industriesektoren, die Energiewirtschaft, das Handwerk und der Handel beteiligt. Der Leitgedanke dabei ist, dass über den Erfahrungsaustausch im Netzwerk erheblich mehr Effizienzmaßnahmen in den Unternehmen angeregt werden als ohne diesen. Fachkundige Energieberater strukturieren und begleiten die Netzwerkarbeit. Die gegenseitige Motivation und der moderierte Erfahrungsaustausch zwischen den Unternehmen tragen zum Erfolg der Netzwerkarbeit bei. So können Unternehmen in den Netzwerken das notwendige fachliche und organisatorische Wissen erwerben, um deutliche Fortschritte bei der Effizienz zu erzielen.		
Aktueller Stand 2019	Im Jahr 2019 wurden 36 neue Netzwerke bei der Geschäftsstelle der Initiative registriert. Ende 2019 sind damit insgesamt 252 Netzwerke bei der Initiative registriert.		
Charakter des Instruments	Selbstverpflichtung der Wirtschaft		
Zielgruppe	Unternehmen in der Industrie, im Gewerbe und im Handel		
Betroffene Energieträger	Alle		
Laufzeit des Instruments	3. Dezember 2014 bis 31. Dezember 2025		
Vollzug	Ansprache der Unternehmen durch Verbände und Organisationen der Wirtschaft. Diese treten in Einzelfällen auch als Netzwerkinitiatoren auf. Die Bundesregierung unterstützt insbesondere durch Öffentlichkeitsarbeit und Finanzierung einer Geschäftsstelle.		
Letzte Evaluierung	31. Dezember 2019		
Nächste Evaluierung	31. Dezember 2020		
Monitoring-Indikatoren	2018 (NAPE-Logik)	2019 (NAPE-Logik)	2020 Zielindikator des Instruments
Primärenergieeinsparung (in PJ)	54,651	63,357	75
Endenergieeinsparung (in PJ)	36,937	42,820	k.A.
CO_2-Einsparung (in Mio. t CO_2-Äq.)	2,869	3,094	5

Energieauditpflicht für Nicht-KMU	
Kurzbeschreibung	Zur Steigerung der Energieeffizienz von Unternehmen sind seit dem 22. April 2015 alle Unternehmen, die nicht in die Kategorie kleine oder mittlere Unternehmen (KMU) fallen, nach dem Energiedienstleistungsgesetz (EDL-G) verpflichtet gewesen, bis zum 5. Dezember 2015 ein Energieaudit durchzuführen und ab diesem Zeitpunkt mindestens alle vier Jahre ein weiteres Energieaudit durchzuführen. Wenn Unternehmen ein Energiemanagementsystem (EMS) oder ein Umweltmanagementsystem nach EMAS eingeführt haben, sind sie von der Auditpflicht befreit. Von der Auditpflicht sind etwa 50.000 große Unternehmen betroffen, von denen etwa 30 Prozent über ein Energie- bzw. Umweltmanagementsystem verfügen und damit von der Auditpflicht befreit sind. Durch die Einführung der Auditpflicht im Rahmen des NAPE hat die Bundesregierung Artikel 8 Absatz 4-7 der europäischen Energieeffizienzrichtlinie umgesetzt.

Fortsetzung: Energieauditpflicht für Nicht-KMU

Aktueller Stand 2019	Die Novellierung des EDL-G konnte erfolgreich umgesetzt werden. Folgende zentrale Änderungen sind erfolgt: • Einführung einer Online-Meldepflicht für betroffene Unternehmen • Unternehmen mit einem Gesamt-Energieverbrauch von unter 500.000 kWh pro Jahr müssen lediglich eine Online-Meldung zu ihrem Energieverbrauch und ihren Energiekosten abgeben. • Einführung einer regelmäßigen Fortbildungspflicht für Energieauditoren zur Erhöhung der Energieauditqualität Die Änderungen traten zum 21. November 2019 in Kraft. Außerdem wurde vom Fachreferat im BAFA ein neuer Leitfaden veröffentlicht, der die Unternehmen bei der Umsetzung der Audits unterstützen soll.		
Charakter des Instruments	Ordnungsrecht		
Zielgruppe	Nicht-KMU/verbundene Unternehmen		
Betroffene Energieträger	Alle		
Laufzeit des Instruments	1. Mai 2015 mit erster Nachweisverpflichtung zur Durchführung Energieaudit zum 5. Dezember 2015 oder alternativ Energiemanagementsystem nach ISO 50001 oder EMAS zum 31. Dezember 2016 bis unbegrenzt		
Vollzug	BAFA		
Letzte Evaluierung	-		
Nächste Evaluierung	-		
Monitoring-Indikatoren	2018 (NAPE-Logik)	2019 (NAPE-Logik)	2020 Zielindikator des Instruments
Primärenergieeinsparung (in PJ)	14,418	19,224	51
Endenergieeinsparung (in PJ)	9,030	12,040	k.A.
CO_2-Einsparung (in Mio. t CO_2-Äq.)	0,762	0,930	3,4

Querschnittstechnologien			
Kurzbeschreibung	Ziel der Förderung von Investitionen in hocheffiziente Querschnittstechnologien ist es, die in der Industrie und im Gewerbe bestehenden Potenziale für Effizienzverbesserungen bei allgemein anwendbaren Technologien rasch zu erschließen. Das Förderprogramm schafft somit spezielle Anreize für Investitionen von Unternehmen in diese Technologien. Gefördert werden im Rahmen von Einzelmaßnahmen elektrische Motoren und Antriebe, Pumpen, Ventilatoren, Druckluftsysteme und Standardtechnologien zur Abwärmenutzung. Bei systemischen Maßnahmen wird die Erneuerung mindestens eines technischen Systems in den unter Einzelmaßnahmen genannten Technologien gefördert. Voraussetzung für systemische Maßnahmen ist eine Energieberatung. Die Fördersätze betragen, nach Unternehmensgröße gestaffelt, 20-30 Prozent. Bei systemischen Maßnahmen sind die Fördersätze zudem abhängig von der nachgewiesenen Energieeinsparung (mindestens 25 Prozent).		
Aktueller Stand 2019	Im Jahr 2019 erfolgte die restliche Bewilligung von 688 Maßnahmen, deren Beantragung bis Ende 2018 beim BAFA erfolgte. Neue Maßnahmen werden mit diesem Programm nicht mehr gefördert. Da im Jahr 2019 nur noch „Restbewilligungen“ vorgenommen wurden, fallen die Indikatoren (s. u.) im Vergleich zum Vorjahr entsprechend geringer aus.		
Charakter des Instruments	Förderprogramm		
Zielgruppe	Unternehmen (insbesondere KMU)		
Betroffene Energieträger	Alle		
Laufzeit des Instruments	2012 bis mindestens 2019		
Vollzug	BAFA		
Letzte Evaluierung	März 2020		
Nächste Evaluierung	-		
Monitoring-Indikatoren	2018 (NAPE-Logik)	2019 (NAPE-Logik)	2020 Zielindikator des Instruments
Primärenergieeinsparung (in PJ)	6,604	6,756	k.A.
Endenergieeinsparung (in PJ)	3,178	3,262	k.A.
CO_2-Einsparung (in Mio. t CO_2-Äq.)	0,355	0,318	0,9

Abwärmerichtlinie			
Kurzbeschreibung	Ziel des Programms zur Förderung von Abwärmevermeidung und Abwärmenutzung in gewerblichen Unternehmen (Abwärmeprogramm) ist es, bis 2020 jährlich 1 Mio. Tonnen CO_2 einzusparen. Das Programm dient der Umsetzung der sog. „Offensive Abwärmevermeidung“ aus dem NAPE. Gefördert werden Investitionen in Ersatz, Modernisierung, Erweiterung oder Neubau von Anlagen, wenn dadurch Abwärme vermieden oder bislang ungenutzte Abwärme inner- und außerbetrieblich effizient genutzt wird. Die Förderung wird wahlweise als Zuschuss oder als Tilgungszuschuss zu einem KfW-Kredit (Zuschuss: 30-40 Prozent der förderfähigen Investitionen, Bonus von 10 Prozent für KMU) gewährt. Fördervoraussetzung ist die Vorlage eines Abwärmekonzepts, das von einem zugelassenen Energieberater zu erstellen ist.		
Aktueller Stand 2019	Die Fördermaßnahme ist zum 1. Dezember 2018 ausgelaufen. Im Jahr 2019 erfolgte die Bewilligung der bis Ende 2018 eingegangenen und noch nicht bewilligten Anträge. Ende 2018 gab es einen sehr hohen Eingang an Anträgen, was darin resultierte, dass nicht alle Anträge genehmigt werden konnten. Dies führte teils auch dazu, dass sich der Projektstart verzögerte. Abhilfe konnte erst ab Beginn des zweiten Quartals 2019 geschaffen werden, nachdem der entsprechende Antrag auf überplanmäßige Verpflichtungsermächtigung bewilligt wurde.		
Charakter des Instruments	Förderprogramm		
Zielgruppe	Unternehmen		
Betroffene Energieträger	Strom und Brennstoffe		
Laufzeit des Instruments	2016 bis 2018		
Vollzug	KfW		
Letzte Evaluierung	März 2020		
Nächste Evaluierung	-		
Monitoring-Indikatoren	2018 (NAPE-Logik)	2019 (NAPE-Logik)	2020 Zielindikator des Instruments
Primärenergieeinsparung (in PJ)	16,641	25,655	k.A.
Endenergieeinsparung (in PJ)	12,360	19,406	k.A.
CO_2-Einsparung (in Mio. t CO_2-Äq.)	0,867	1,272	1

Contracting-Förderung (Contracting-Ausfallbürgschaften und Förderprogramm für Contracting-Beratungen)			
Kurzbeschreibung	Das Contracting soll über zwei Programme gefördert werden: (i) Ziel des Programms „Contracting-Ausfallbürgschaften“ ist es, Finanzierungshemmnisse für kleine und mittlere Unternehmen (KMU), wie Handwerksbetriebe oder Dienstleistungsunternehmen, zu beseitigen und somit Contracting-maßnahmen in der gewerblichen Wirtschaft verstärkt auf den Weg zu bringen (insbesondere durch Ausfallbürgschaften der Bürgschaftsbanken im Bereich Energieeinspar-Contracting), (ii) Über die Contracting-Förderrichtlinie wird außerdem die Beratung von Kommunen und KMU zur Anwendung des Energieeinspar-Contractings bei der Durchführung von Energieeinsparinvestitionen gefördert.		
Aktueller Stand 2019	-		
Charakter des Instruments	Förderprogramm		
Zielgruppe	Kommunen und KMU		
Betroffene Energieträger	Alle Energieträger		
Laufzeit des Instruments	Contracting-Ausfallbürgschaften: 2015 bis 2017 und Contracting-Beratungen: 2015 bis 2018		
Vollzug	BAFA		
Letzte Evaluierung	-		
Nächste Evaluierung	-		
Monitoring-Indikatoren	2018 (NAPE-Logik)	2019 (NAPE-Logik)	2020 Zielindikator des Instruments
Primärenergieeinsparung (in PJ)	0,125	0,125	k.A.
Endenergieeinsparung (in PJ)	0,074	0,074	k.A.
CO_2-Einsparung (in Mio. t CO_2-Äq.)	0,007	0,006	k.A.

Mittelstandsinitiative Energiewende und Klimaschutz (MIE)			
Kurzbeschreibung	Die Mittelstandsinitiative Energiewende und Klimaschutz (MIE) unterstützt seit dem 1. Januar 2013 Unternehmen bei der Energiewende und bietet durch Qualifizierungs- und Netzwerkprojekte konkrete Hilfestellung für kleine und mittelständische Unternehmen aus Handwerk und Industrie beim Thema Energieeffizienz und Klimaschutz. Die Unternehmen sollen durch eine Optimierung von Informationen und Beratung sowie die Intensivierung von Weiterbildung, Qualifizierung und Erfahrungsaustausch konkret unterstützt werden. Die Mittelstandsinitiative ist ein Gemeinschaftsprojekt von BMWi, BMU, DIHK und ZDH. Die Finanzierung des Projektvolumens erfolgte zur Hälfte von BMWi und BMU aus dem EKF mit einem 20-prozentigen Eigenanteil der Projektpartner. Zur Vermeidung von Mischfinanzierungen werden die Projekte des DIHK vom BMU und die Projekte des ZDH durch das BMWi gefördert.		
Aktueller Stand 2019	• Die bisherigen (Transfer-)Partner des Projekts wurden informiert, 5 neue Partner gefunden und Fortführungsvereinbarungen geschlossen. • Über 100 zusätzliche Effizienzdialoge haben in neuen Betrieben bereits stattgefunden. • Die Energieeffizienztoolbox wurde von allen Umweltzentren in den zugeordneten Themenbereichen fortlaufend aktualisiert. • Das Werkzeug „Gesprächsprotokoll“ wurde für alle Gewerke angepasst und die Energieeffizienz-Steckbriefe überarbeitet. • Für alle MIE-Modellbetriebe wurden die Modellbetriebssteckbriefe in der neuen Modellbetriebskarte online dargestellt. • Neue interne Kommunikationsplattform „work2gether“ für Datenaustausch, Kommunikation und Projektmanagement. • Der MIE-Web-Leitfaden Energieeffizienz wurde um das Thema „Elektromobilität und alternative Antriebskonzepte“ ergänzt. • Das HPI-Tool wurde in seiner Grundform finalisiert (Weitergabe des finalen Arbeitsstatus an das BMWi zur Jahresmitte 2019). • Eine Marktstudie wurde erstellt und hierzu wurden mehr als 100 Software-Pakete aus dem Handwerksumfeld hinsichtlich ihrer Nähe bzw. Tauglichkeit für die zukünftige E-Tool-Anwendung geprüft, ebenso wie weitere 220+ Software-Pakete (BAFA-Liste „Förderfähige Energiemanagementsoftware“). • Diverse Messeauftritte, Presseinformationen etc.		
Charakter des Instruments	Förderprogramm		
Zielgruppe	Unternehmen (Mittelstand und Handwerk)		
Betroffene Energieträger	Strom und Brennstoffe		
Laufzeit des Instruments	2013 bis 2021		
Vollzug	BAFA		
Letzte Evaluierung	-		
Nächste Evaluierung	-		
Monitoring-Indikatoren	2018 (NAPE-Logik)	2019 (NAPE-Logik)	2020 Zielindikator des Instruments
Primärenergieeinsparung (in PJ)	1,192	1,290	k.A.
Endenergieeinsparung (in PJ)	0,670	0,730	k.A.
CO_2-Einsparung (in Mio. t CO_2-Äq.)	0,063	0,062	k.A.

Energieeffiziente und klimaschonende Produktionsprozesse	
Kurzbeschreibung	Gefördert wurden Maßnahmen zur Energieeffizienzsteigerung in gewerblichen und industriellen Produktionsprozessen. Hierzu gehören insbesondere die Umstellung von Produktionsprozessen sowie Maßnahmen zur effizienten Nutzung von Energie aus Produktionsprozessen bzw. Produktionsanlagen. Die Maßnahmen wurden bis zu einem Höchstbetrag von 20 Prozent der zuwendungsfähigen Ausgaben gefördert. Hierfür müssen kumulativ die Voraussetzungen von mindestens 50.000 Euro Investitionsmehrkosten, eine spezifische Energieeinsparung von mindestens 5 Prozent gegenüber dem Durchschnittsverbrauch der letzten drei Jahre sowie eine Einsparung von mindestens 100 kg CO_2/Jahr im Verhältnis zu 100 Euro Investitionskosten gegeben sein.
Aktueller Stand 2019	Das Programm wurde in die neue Bundesförderung Energieeffizienz in der Wirtschaft integriert.

Fortsetzung: Energieeffiziente und klimaschonende Produktionsprozesse

Charakter des Instruments	Förderprogramm		
Zielgruppe	Unternehmen und Kontraktoren		
Betroffene Energieträger	Strom und Brennstoffe		
Laufzeit des Instruments	2013 bis 2017		
Vollzug	Projektträger Karlsruhe – Produktionstechnologie		
Letzte Evaluierung	-		
Nächste Evaluierung	-		
Monitoring-Indikatoren	2018 (NAPE-Logik)	2019 (NAPE-Logik)	2020 Zielindikator des Instruments
Primärenergieeinsparung (in PJ)	5,025	5,025	5
Endenergieeinsparung (in PJ)	3,635	3,635	k.A.
CO_2-Einsparung (in Mio. t CO_2-Äq.)	0,262	0,248	0,35

Unterstützung der Marktüberwachung			
Kurzbeschreibung	Zur Stärkung der Zuverlässigkeit, Effektivität und Effizienz bestehender und gegebenenfalls neuer Prüfmethoden und -standards, und damit letztlich auch zur Stärkung der Effektivität und Glaubwürdigkeit der produktbezogenen Energieeffizienzinstrumente der EU, wurde die Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung (BAM) mit der Durchführung dieses Projekts beauftragt. Dazu werden Ringversuche durchgeführt, die die Prüfmethoden validieren oder mögliche Mängel aufzeigen sollen. Es wird geprüft, ob die Normen, die im Rahmen der Prüfungen der Marktüberwachung zur Anwendung kommen, geeignet, d.h. reproduzierbar, wirksam und effizient sind, sowie die in der Praxis auftretenden Energieverbräuche realistisch abbilden. Die Methoden werden außerdem auf die Möglichkeit der Vereinfachung und Optimierung durch weitere Einzelprüfungen bei unabhängigen Instituten untersucht, wobei mögliche Mängelschwerpunkte bei den untersuchten Produkten erkannt werden können.		
Aktueller Stand 2019	Im Jahr 2019 wurden die Arbeiten an den Produktgruppen Wäschetrockner, Dunstabzugshauben, Wärmepumpen und Klimageräte sowie die Projektevaluierung abgeschlossen. Die Maßnahme wurde verlängert. Folgende Produktgruppen werden von 2019 bis 2021 untersucht: Heizkessel und Kombiboiler, Warmwasserbereiter und -speicher, Feststoffbrennkessel, Einzelraumheizgeräte, Lüftungs- und Klimaanlagen. Da die Arbeiten im Jahr 2019 aufgenommen wurden, können für diese Produktgruppen keine Einsparungen erzielt werden. Für das Berichtsjahr 2019 werden allein die Einsparungen durch die Langzeitwirkung der Maßnahmenaktivitäten aus den Jahren 2016 – 2018 berücksichtigt.		
Charakter des Instruments	Marktüberwachung		
Zielgruppe	Gerätehersteller, Marktüberwachungsbehörden und Haushalte		
Betroffene Energieträger	Alle		
Laufzeit des Instruments	1. April 2016 bis zunächst 31. Dezember 2022		
Vollzug	Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung (BAM)		
Letzte Evaluierung	Juli 2019		
Nächste Evaluierung	Voraussichtlich Juni 2022		
Monitoring-Indikatoren	2018 (NAPE-Logik)	2019 (NAPE-Logik)	2020 Zielindikator des Instruments
Primärenergieeinsparung (in PJ)	0,192	0,408	0,2
Endenergieeinsparung (in PJ)	0,080	0,170	k.A.
CO_2-Einsparung (in Mio. t CO_2-Äq.)	0,010	0,019	0,014

Nationale Top-Runner-Initiative (NTRI)			
Kurzbeschreibung	Mit der Nationalen Top-Runner-Initiative (NTRI) strebt die Bundesregierung eine Bündelung von Maßnahmen zur beschleunigten Marktdurchdringung energieeffizienter Produkte (Top-Runner) an, um so die produktbezogene und sektorübergreifende Stromeffizienz zu steigern. Dieses Ziel soll erreicht werden, indem die Motivation und Kompetenz für Stromeffizienz, produktbezogene Energieeffizienz und rationelle Energienutzung entlang der Wertschöpfungskette – von den Geräteherstellern über den Handel bis zu den Verbraucherinnen und Verbrauchern – ausgeweitet werden. Die NTRI bezieht sich auf alle Produkte, die von den EU-Richtlinien Ökodesign und EU-Label geregelt werden. Sie begann im Januar 2016 und ist vor allem in folgenden Bereichen aktiv: (a) Verbraucher-Kommunikation (energieeffiziente Produkte, Nutzerverhalten), (b) Handel als Effizienz-Multiplikator, (c) Anstöße zur Entwicklung zukünftiger Produkte, Prototyp der EU-Produktdatenbank und (d) Stakeholder-Veranstaltungen.		
Aktueller Stand 2019	Der Projektzeitraum der Maßnahme war zunächst bis zum 31. Dezember 2018 angesetzt und wurde bis zum 31. Dezember 2019 verlängert. Im Jahr 2019 stand die systemische Amplifizierung des Informationsangebots im Vordergrund, um die Reichweite und das Verbraucherengagement zu steigern. Die Kampagne entwickelte sich dementsprechend von einer Informations- zu einer Aktivierungs- und Verstärkerkampagne weiter, unter Einbezug von aktiver Presse- und Medienarbeit inkl. Messeauftritte, Distribution von Flyern sowie Einbindung von Influencern, Erstellung einer Landingpage und Anwendung von SEO, SEA und Native Ads. Außerdem wurde der Handel als Multiplikator aktiv involviert, indem der Point of Sale als Kundenberatungs- sowie Aktionstool (z. B. Aktion Regalstopper) genutzt wurde. Ebenfalls wurden Stakeholder im Rahmen von Methodenwerkstätten miteinbezogen und Dialogveranstaltungen zum Thema „Verbraucherkommunikation“ oder „Labelrevision“ umgesetzt sowie Schulungsangebote auf verschiedenen Plattformen zur Verfügung gestellt. Generell stand der Aufbau eines bundesweiten, umfangreichen Stakeholder- und Multiplikatoren-Netzwerkes sowie die Etablierung der NTRI unter den Akteuren der Fach-Community im Vordergrund. Weiterhin hat die NTRI aktiv am Entwurf der Leistungsbeschreibung „Entwicklung einer nationalen digitalen Anwendung zum EU-Energielabel für Verbraucher/innen und Handel auf Basis der europäischen Produktdatenbank EPREL“ mitgewirkt und an allen diesbezüglichen Konsultationsforen der EU-KOM teilgenommen.		
Charakter des Instruments	Öffentlichkeitsarbeit		
Zielgruppe	Gerätehersteller, Handel und Endverbraucher		
Betroffene Energieträger	Alle		
Laufzeit des Instruments	2016 bis 2019		
Vollzug	BAFA und BfEE		
Letzte Evaluierung	2019 bzw. 2020		
Nächste Evaluierung	-		
Monitoring-Indikatoren	2018 (NAPE-Logik)	2019 (NAPE-Logik)	2020 Zielindikator des Instruments
Primärenergieeinsparung (in PJ)	0,146	0,355	1,02
Endenergieeinsparung (in PJ)	0,061	0,148	0,425
CO_2-Einsparung (in Mio. t CO_2-Äq.)	0,008	0,016	0,0595

EU-Energie-Label-Verordnung			
Kurzbeschreibung	Deutschland hat sich im Rahmen der EU-Verhandlungen zur Energie-Label-Verordnung erfolgreich für ein klares und aussagekräftiges Energie-Label eingesetzt. Die Verordnung sieht einen Übergang von A+++ zum A- bis G-Label vor und beschreibt das Verfahren sowie die Fristen, in deren Rahmen der Übergang vollzogen wird. Mit dem Aufbau einer EU-Produktdatenbank soll den Verbrauchern der Effizienzvergleich zwischen den Produkten und den Marktüberwachungsbehörden die Überprüfung der Labelanforderungen erleichtert werden. Für die ersten fünf Produktgruppen (z. B. Kühlschränke, TV und Monitore, Waschmaschinen und Geschirrspüler) wird das neue Energie-Label für die Verbraucher ab März 2021 in den Geschäften sichtbar.		
Aktueller Stand 2019	Der in der Energieverbrauchskennzeichnungsrahmenverordnung beschriebenen Pflicht zur Entwicklung einer Produktdatenbank wird von der EU-KOM weiterhin nachgekommen. Die Hersteller und Lieferanten können für ihre jeweiligen Produktgruppen die entsprechenden Produktdaten in die Datenbank eintragen und die Testzugänge für die Marktüberwachungsbehörden wurden eingerichtet. Parallel zur Entwicklung der Datenbank werden Expertentreffen abgehalten. Zusätzlich finden Konsultationsforen zur Umsetzung der in der Energieverbrauchskennzeichnungsrahmenverordnung ebenfalls beschriebenen Pflicht zur Durchführung von Informationskampagnen durch die Mitgliedstaaten statt. Deutschland hat erste Gespräche mit einer entsprechenden Agentur aufgenommen, die voraussichtlich mit der Konzeptionierung und Durchführung beauftragt werden soll. Zusätzlich finden Abstimmungen mit europäischen Projekten (LABL2020 und BELT) und ihren nationalen Koordinatoren statt, die die Mitgliedstaaten bei der Einführung des revidierten Energie-Labels unterstützen.		
Charakter des Instruments	Information und Ordnungsrecht		
Zielgruppe	Gerätehersteller, Händler und Haushalte		
Betroffene Energieträger	Alle		
Laufzeit des Instruments	1. August 2017 bis offen		
Vollzug	BMWi		
Letzte Evaluierung	-		
Nächste Evaluierung	-		
Monitoring-Indikatoren	2018 (NAPE-Logik)	2019 (NAPE-Logik)	2020 Zielindikator des Instruments
Primärenergieeinsparung (in PJ)	0,000	0,000	k.A.
Endenergieeinsparung (in PJ)	0,000	0,000	k.A.
CO_2-Einsparung (in Mio. t CO_2-Äq.)	0,000	0,000	k.A.

STEP up! „STromEffizienzPotenziale nutzen“			
Kurzbeschreibung	Die bis Ende des Jahres 2018 geplante Pilotphase des Förderprogramms STEP up! („STromEffizienzPotenziale nutzen“) wurde im Juni 2016 gestartet. Mit STEP up! wird in Deutschland erstmals ein wettbewerblich ausgestaltetes Ausschreibungsmodell zur Förderung von Energieeffizienzmaßnahmen umgesetzt. Mit dem Programm soll die Suchfunktion des Marktes nach den kostenoptimal erschließbaren Einsparmöglichkeiten aktiviert werden. Das Programm wurde technologie-, akteurs- und sektoroffen gestaltet. Auf der Grundlage des Kosten-Nutzen-Wertes (Förder-Euro/eingesparter kWh) werden alle in einer Runde zur Förderung eingereichten Maßnahmen im Vergleich zueinander bewertet. Den Zuschlag erhalten die Maßnahmen, die im Wettbewerb um die Förderzuschüsse die wirtschaftlichsten Kosten-Nutzen-Werte aufweisen. Ergänzt werden die offenen Ausschreibungen durch thematisch wechselnde sog. „geschlossene Ausschreibungen“. Während der Pilotphase soll die Umsetzbarkeit wettbewerblicher Ausschreibungen für Energieeffizienzmaßnahmen erprobt werden sowie das Programm kontinuierlich weiterentwickelt und verbessert werden (lernendes Programm).		
Aktueller Stand 2019	Im Jahr 2019 wurde keine Ausschreibungsrunde durchgeführt, aber die Bewilligungen der letzten Ausschreibungsrunde aus dem Jahr 2018 wurden im Jahr 2019 vollzogen. Die Maßnahmen sind bewilligt und befinden sich in der Umsetzung. Für die Auswertung wurde der Stand der Bewilligungen angesetzt.		
Charakter des Instruments	Förderprogramm		
Zielgruppe	Unternehmen (und über Sammelprojekt ggf. auch private Verbraucher)		
Betroffene Energieträger	Strom; Einsparungen anderer Energieträger sind ab der vierten Runde im Rahmen der geschlossenen Ausschreibungen zulässig; Ausweitung auf Wärme soll bis Ende 2018 geprüft werden.		
Laufzeit des Instruments	1. Juni 2016 bis 2018		
Vollzug	Projektträger VDI/VDE-IT GmbH		
Letzte Evaluierung	2019		
Nächste Evaluierung	-		
Monitoring-Indikatoren	2018 (NAPE-Logik)	2019 (NAPE-Logik)	2020 Zielindikator des Instruments
Primärenergieeinsparung (in PJ)	0,583	1,012	k.A.
Endenergieeinsparung (in PJ)	0,243	0,422	k.A.
CO_2-Einsparung (in Mio. t CO_2-Äq.)	0,032	0,047	k.A.

Pilotprogramm Einsparzähler	
Kurzbeschreibung	Das Pilotprogramm Einsparzähler fördert digitale Plattformen für die Energiewende. Förderfähig sind alle Unternehmen, die innovative digitale Systeme und darauf aufbauende Geschäftsmodelle zur Energieeinsparung erproben und bei Endkunden als skalierbares Geschäftsmodell entwickeln wollen. Voraussetzung ist, dass digitale Systeme wie z. B. Smart Home, Smart Meter, Smart Building, Mess-, Steuer- und Regeltechnik bei Kunden installiert werden und diesen dabei helfen, Energie zu sparen. Die Hälfte der Projektförderung wird dabei vom Nachweis der erzielten Energieeinsparungen beim Endkunden mittels eines Energiesparzählers abhängig gemacht. Pilotprojekte zur Einsparung von Strom, Gas, Wärme und Kälte können bis zu 1 Mio. Euro Projektförderung erhalten. Leitgedanke ist, auf Grundlage der kontinuierlich gemessenen individuellen Energieverbrauchswerte tatsächliche Energiesparpotenziale individualisiert („Assistent“) auszuweisen und darauf basierend Mehrwertdienste für Energieeffizienz auf digitalen Plattformen zu ermöglichen. Zusätzlich schafft das Förderprogramm erstmals die methodischen Voraussetzungen zur – methodisch stets vergleichbaren – Quantifizierung tatsächlicher Energieeinsparungen. Hierbei soll u. a. das Ausmaß von Rebound-Effekten quantifiziert, Gegenmaßnahmen entwickelt und Mehrwertdienste wie Lastmanagement zur Sektorkopplung implementiert werden. Förderfähig ist die Entwicklung digitaler Plattformen und Energiedienstleistungen, die Einsparungen bei Endkunden anreizen, nicht aber die Umsetzung der Einsparmaßnahmen selbst; diese bleibt dem Markt vorbehalten.
Aktueller Stand 2019	Bisher wurden 101 Anträge im Förderprogramm Einsparzähler gestellt. Davon wurden 68 Anträge bewilligt (Stand: 23. Juni 2020). Ein Großteil der bewilligten Projekte befindet sich im zweiten bzw. dritten Nachweisverfahren. Einige Projekte konnten durch Umsetzung von Effizienzmaßnahmen Energie einsparen. Es wird mit weiteren Einsparungen gerechnet, sobald die Zuwendungsempfänger ihre Systeme komplett aufgebaut haben. Im Februar 2019 startete die zweite Förderperiode. Mit der neuen Richtlinie wird noch mehr Wert auf die Innovation des Produkts gelegt.

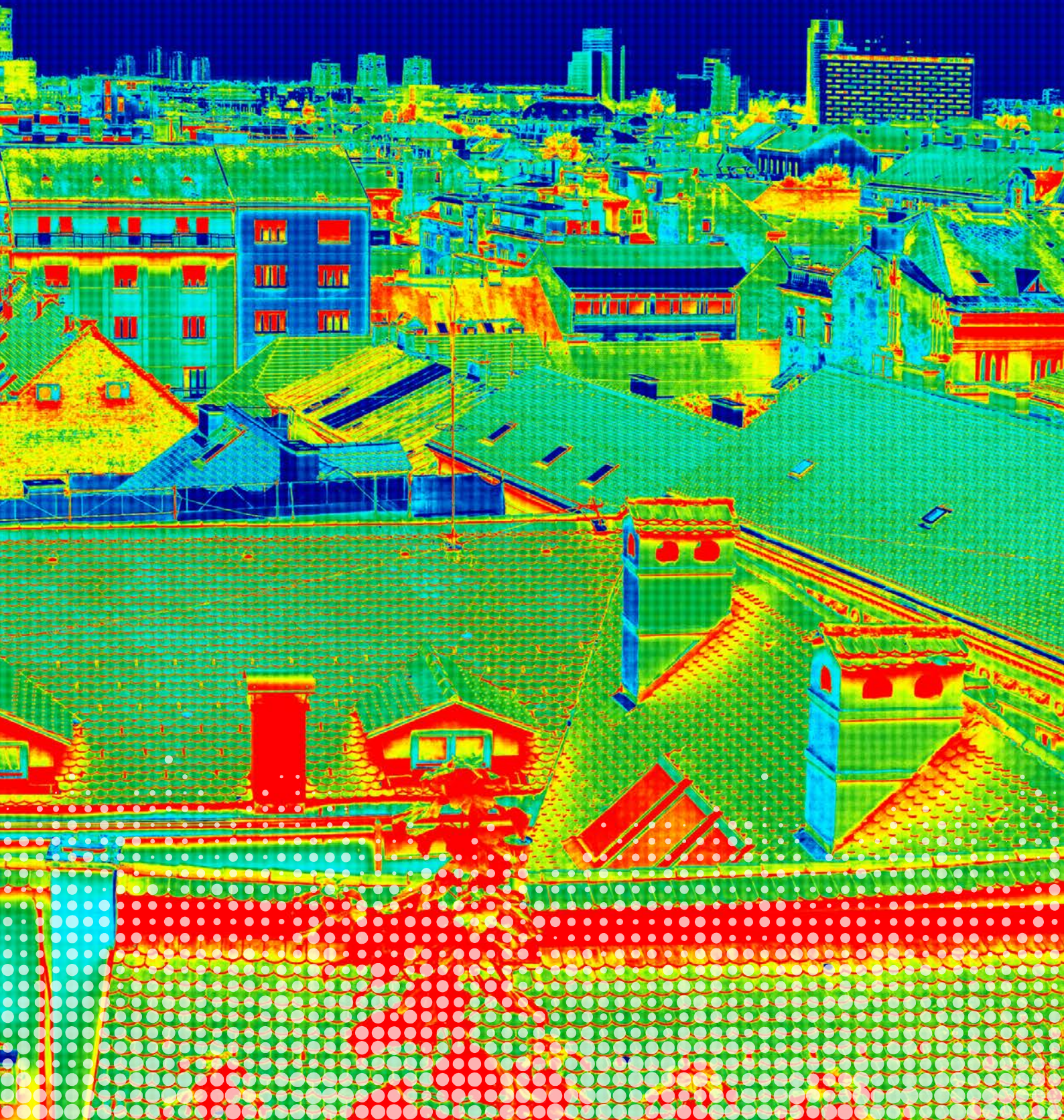
Fortsetzung: Pilotprogramm Einsparzähler

Charakter des Instruments	Förderprogramm		
Zielgruppe	Start-ups, Energiewirtschaft, Kontraktoren und Unternehmen, die Energiesparprojekte bei Endkunden durchführen		
Betroffene Energieträger	Leitungsgebundene Energieträger (Strom, Gas, Wärme, Kälte, Öl, Biomasse und Primärenergie)		
Laufzeit des Instruments	1. Mai 2016 bis 31. Dezember 2022		
Vollzug	BAFA		
Letzte Evaluierung	Mai 2019		
Nächste Evaluierung	Noch offen		
Monitoring-Indikatoren	2018 (NAPE-Logik)	2019 (NAPE-Logik)	2020 Zielindikator des Instruments
Primärenergieeinsparung (in PJ)	0,012	0,029	0,37
Endenergieeinsparung (in PJ)	0,010	0,019	k.A.
CO_2-Einsparung (in Mio. t CO_2-Äq.)	0,001	0,001	k.A.

Energiemanagementsysteme			
Kurzbeschreibung	Ziel der Förderrichtlinie Energiemanagementsysteme ist es, die Verbreitung von Energiemanagementsystemen nach ISO 50001 in der Industrie zu erhöhen. Der Leitgedanke dabei ist, dass nur durch die Identifikation von Energieverbräuchen wirkungsvolle Einsparmaßnahmen identifiziert und in der Folge umgesetzt werden können. Die ISO 50001-Norm folgt dem Plan-Do-Act-Check-Zyklus und sieht eine kontinuierliche Verbesserung der Energieleistung des Unternehmens vor. Es zeigt sich, dass Unternehmen, die ein Energiemanagementsystem nach ISO 50001 betreiben, insbesondere sich schnell amortisierende Maßnahmen umsetzen. Es wird davon ausgegangen, dass Unternehmen mit einem Berichtssystem, je nach Branche, bis zu 10 Prozent ihres Primärenergieverbrauchs einsparen können.		
Aktueller Stand 2019	Ausgelaufen zum 31. Dezember 2017. Die Förderung von Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik für Energiemanagementsysteme wurde in das neue Modul 3 der Bundesförderung Energieeffizienz in der Wirtschaft überführt (seit 2019).		
Charakter des Instruments	Förderprogramm		
Zielgruppe	Unternehmen		
Betroffene Energieträger	Brennstoffe und Strom		
Laufzeit des Instruments	1. Juli 2013 bis 2017		
Vollzug	BAFA		
Letzte Evaluierung	-		
Nächste Evaluierung	-		
Monitoring-Indikatoren	2018 (NAPE-Logik)	2019 (NAPE-Logik)	2020 Zielindikator des Instruments
Primärenergieeinsparung (in PJ)	0,729	0,729	k.A.
Endenergieeinsparung (in PJ)	0,456	0,456	k.A.
CO_2-Einsparung (in Mio. t CO_2-Äq.)	0,039	0,035	0,083

Das Monitoring der zentralen Maßnahmen zur Förderung von Energieeinsparungen im Gebäudebereich erfolgt im Kapitel 6.

6. Gebäude und Wärmewende



Wo stehen wir?

Der nicht erneuerbare Primärenergieverbrauch (Primärenergiebedarf) im Gebäudesektor ist im Jahr 2018 gegenüber dem Vorjahr um 5 Prozent gesunken und im Jahr 2019 gegenüber dem Vorjahr um 3,3 Prozent gestiegen. Gegenüber dem Basisjahr 2008 ergibt sich jedoch eine Minderung um 23,6 Prozent.

Der Endenergieverbrauch im Gebäudesektor ist im Jahr 2018 im Vergleich zum Vorjahr um 5,1 Prozent gesunken und im Jahr 2019 im Vergleich zum Vorjahr um 4,2 Prozent gestiegen. Gegenüber dem Basisjahr 2008 ist der Verbrauch jedoch um 10,9 Prozent gesunken.

In den Jahren 2018 und 2019 betrug der Anteil erneuerbarer Energien am Wärmeverbrauch 14,3 Prozent bzw. 14,5 Prozent. Damit ist das 2020-Ziel von 14 Prozent bereits vorzeitig übererfüllt.

Die Dekarbonisierung der Versorgung von Gebäuden, Industrie und des GHD-Sektors mit Wärme (Wärmewende) ist für das Erreichen der Energie- und Klimaziele unabdingbar.

Was ist neu?

Um die Energiewende im Gebäudesektor zu beschleunigen, soll die Senkung des Primärenergiebedarfs forciert werden. Dafür soll sowohl die Energieeffizienz als auch der Einsatz erneuerbarer Energien vorangebracht werden.

Im Jahr 2019 wurden mit dem Klimaschutzprogramm 2030 zusätzliche Maßnahmen beschlossen, um die ambitionierten Energie- und Klimaziele im Gebäudesektor zu erreichen. Grundlage ist ein Mix aus verstärkter Förderung, Information und Beratung, Bepreisung von CO_2 und Ordnungsrecht sowie zielgerichteter Energieforschung. Die Maßnahmen umfassen dabei die Einführung einer steuerlichen Förderung der energetischen Gebäudesanierung, die Einführung einer Austauschprämie für Ölheizungen, höhere Fördersätze für energetische Sanierungen in den bestehenden Förderprogrammen, die Förderung der seriellen Sanierung, die Aufstockung des Förderprogramms „Energetische Stadtsanierung“, die Weiterentwicklung der Konzepte für Energieberatung und Öffentlichkeitsarbeit, eine Vorreiterrolle der Gebäude des Bundes bei Energieeffizienz, Klimaschutz und nachhaltigem Bauen, die Weiterentwicklung geltender energetischer Standards, die Weiterentwicklung der Städtebauförderung (StBauF) sowie den Ausbau der Forschungsinitiative „Energiewende-Bauen“ durch die neue Fördersäule „Reallabore der Energiewende“ und die Fortentwicklung der Forschungsinitiative „Zukunft Bau“ zum Innovationsprogramm.

Die Bundesregierung hat am 18. Dezember 2019 die Energieeffizienzstrategie 2050 (EffSTRA) beschlossen. Die EffSTRA legt ein mittelfristiges Energieeffizienzziel 2030 in Höhe von minus 30 Prozent Primärenergieverbrauch im Vergleich zum Basisjahr 2008 fest und bündelt Energieeffizienzmaßnahmen in einem neuen Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE 2.0) u. a. auch im Gebäudebereich.

Im Jahr 2020 hat die Bundesregierung die Langfristige Renovierungsstrategie (Long-Term Renovation Strategy, LTRS) für öffentliche und private Gebäude beschlossen. Mit der Strategie legt die Bundesregierung gemäß EU-

Vorgaben einen Fahrplan für den nationalen Gebäudebereich mit Indikatoren und indikativen Meilensteinen zur Erreichung der langfristigen Energie- und Klimaziele fest und zeigt Wege und Anreize zur Sanierung des nationalen Gebäudebestandes auf.

Ein wichtiger Baustein ist dabei die neue „Bundesförderung für effiziente Gebäude“ (BEG), die ab dem Jahr 2021 die bestehenden Gebäudeförderprogramme (CO_2-Gebäudesanierungsprogramm, Marktanreizprogramm (MAP), Anreizprogramm Energieeffizienz (APEE) und Heizungsoptimierungsprogramm (HZO)) in einer neuen, adressatenfreundlichen Systematik bündelt.

Ein weiterer wichtiger Baustein ist das neue Gebäudeenergiegesetz (GEG), das am 1. November 2020 in Kraft getreten ist. Das GEG schafft ein neues, einheitliches, aufeinander abgestimmtes Regelwerk für die energetischen Anforderungen an Neubauten, an Bestandgebäude und an den Einsatz erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteversorgung von Gebäuden. Die europäischen Vorgaben zur Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden werden vollständig umgesetzt und die Regelung des Niedrigstenergiegebäudes in das vereinheitlichte Energieeinsparrecht integriert. Die aktuellen energetischen Anforderungen für den Neubau und für Sanierungen gelten fort und werden nicht verschärft.

Bei der Wärmewende ist im Jahr 2017 das Programm „Modellvorhaben Wärmenetzsysteme 4.0“ gestartet. Es fördert besonders kosteneffiziente und zu hohen Teilen mit erneuerbaren Wärmequellen gespeiste Wärmenetze sowie die hierfür erforderlichen Innovationen.

Im Rahmen des KWKG erfolgte im Dezember 2019 die vierte Ausschreibung für innovative KWK-Systeme (Zuschlagsmenge: 20.514 kW). Diese können flexibel und hochgradig systemdienlich für Strommarkt und Stromnetze betrieben werden.

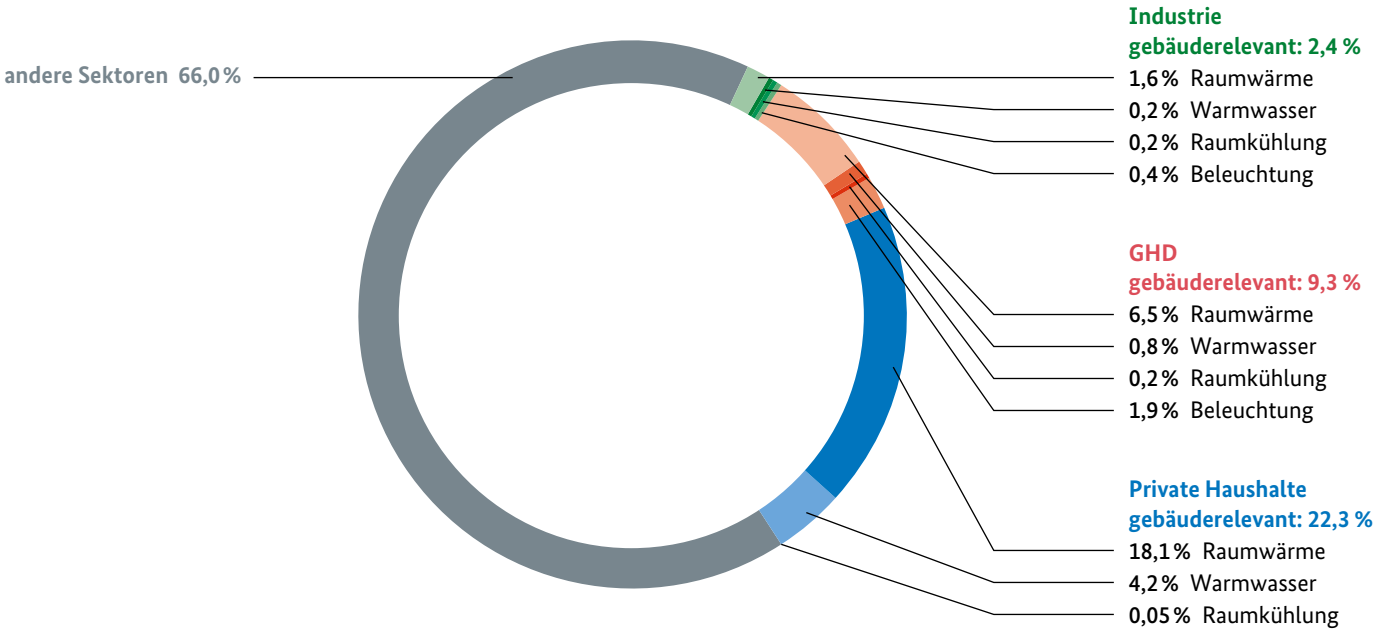
	2018	2019	2020	2030
ERNEUERBARE ENERGIEN				
Anteil am Wärmeverbrauch	14,8 %	14,7 %	14 %	
EFFIZIENZ UND VERBRAUCH				
Nicht erneuerbarer Primärenergieverbrauch Gebäude (bzw. Primärenergiebedarf) (ggü. 2008)	-26,0 %	-23,6 % → -55 %		
Wärmebedarf Gebäude (ggü. 2008)	-14,4 %	-10,9 %	-20 %	

6.1 Gebäuderelevanter Energieverbrauch

Der Gebäudesektor spielt eine zentrale Rolle bei der Energiewende. Der Anteil des gebäuderelevanten Endenergieverbrauchs am gesamten Endenergieverbrauch lag in den Jahren 2018 und 2019 bei insgesamt 33 Prozent bzw. 34 Prozent. Der größte Teil davon entfiel auf die privaten Haushalte, gefolgt vom Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungssektor (GHD) und der Industrie (siehe Abbildung 6.1).

Der Endenergieverbrauch in Gebäuden, im Folgenden auch als Wärmebedarf bezeichnet, ist im Vergleich zum Vorjahr im Jahr 2018 gesunken und im Jahr 2019 gestiegen. Als gebäuderelevanter Endenergieverbrauch für Wärme (Wärmebedarf) werden die Verbrauchswerte für Raumwärme (Heizung), Raumkühlung und Warmwasserbereitung ausgewiesen. Zusätzlich wird in Nichtwohngebäuden der Stromverbrauch für die (fest installierte) Beleuchtung bilanziert. In den Jahren 2018 und 2019 betrug der (nicht temperaturbereinigte) Wärmebedarf 2.956 PJ bzw. 3.079 PJ, ein Rückgang um 5,1 Prozent bzw. ein Anstieg um 4,2 Prozent gegenüber dem jeweiligen Vorjahr. Die Energieverbräuche im Gebäudesektor sind temperaturbedingt größeren Schwankungen unterworfen. Daher sollten Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen eher auf temperaturbereinigten Werten oder bspw. auf Dreijahresmittelwerten beruhen.

Abbildung 6.1: Anteil des gebäuderelevanten Endenergieverbrauchs am gesamten Endenergieverbrauch im Jahr 2019



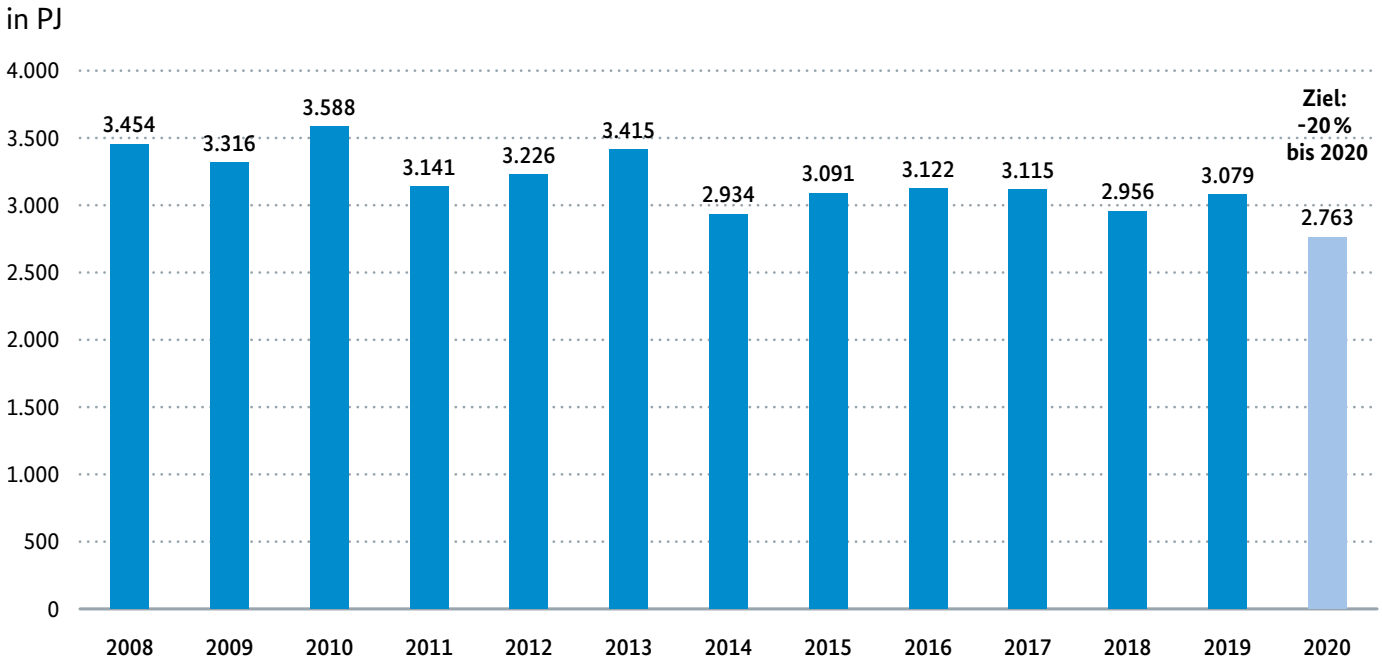
Quelle: AGEB 09/2020

Auch wenn der Wärmebedarf im Jahr 2019 angestiegen ist, hat er sich seit dem Jahr 2008 insgesamt um 10,9 Prozent verringert. Das bedeutet: Der Wärmebedarf ist in diesem Zeitraum im Durchschnitt um rund 1 Prozent pro Jahr gesunken. Um die Zielvorgabe einer Reduktion von 20 Prozent bis 2020 gegenüber dem Niveau von 2008 einzuhalten, müsste der Wärmebedarf gegenüber dem Niveau von 2019 noch um 9,1 Prozentpunkte zurückgehen. Es ist unwahrscheinlich, dass ein solcher Rückgang bis 2020 erreicht wird.

Die Energieeffizienz im Gebäudebereich ist im Jahr 2018 im Vergleich zum Vorjahr gestiegen und im Jahr 2019 im Vergleich zum Vorjahr unverändert geblieben. Das Verhältnis von Endenergieverbrauch der privaten Haushalte und Wohnfläche spiegelt die Endenergieeffizienz im Gebäudebereich wider. Der Endenergieverbrauch der privaten Haushalte ist im Jahr 2018 gegenüber dem Vorjahr gesunken und die Wohnfläche zugleich gestiegen. Im Jahr 2019 ging ein steigender Endenergieverbrauch der privaten Haushalte mit einer weiter

Abbildung 6.2: Zielsteckbrief: Entwicklung des Endenergieverbrauchs für Wärme

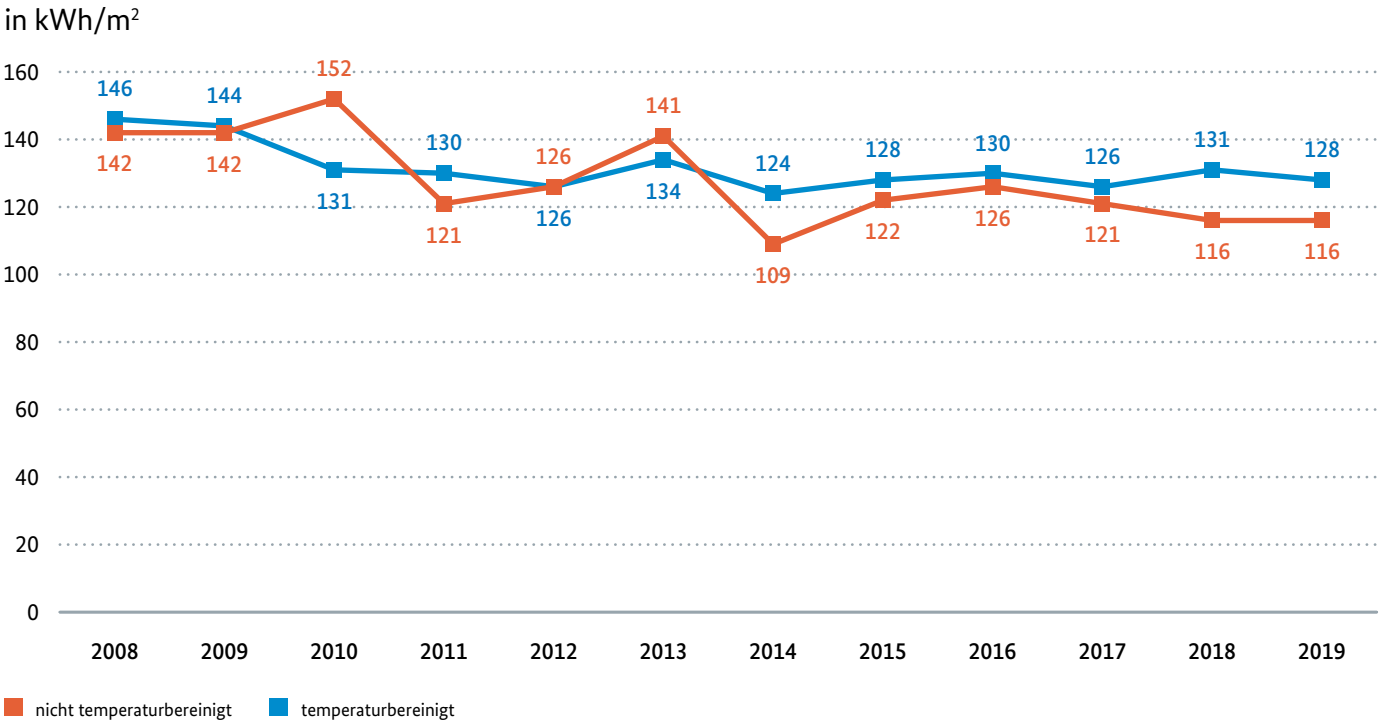
Ziel 2020	Reduktion des gebäuderelevanten Endenergieverbrauchs (Wärmebedarf) um 20 Prozent (ggü. 2008)
Stand 2019	-10,9 Prozent



Quelle: AGEB 09/2020

Trend	●●●○○
Maßnahmen	Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE), Energieeffizienzstrategie Gebäude und Aktionsprogramm Klimaschutz

Abbildung 6.3: Entwicklung des spezifischen Endenergieverbrauchs zur Erzeugung von Raumwärme in privaten Haushalten



Quelle: AGEB und StBA 09/2020

steigenden Wohnfläche einher. Damit hat sich die Energieeffizienz im Gebäudebereich, die auch als spezifischer Endenergieverbrauch für Raumwärme pro Wohnfläche der privaten Haushalte bezeichnet wird, im Jahr 2018 gegenüber dem Vorjahr um 4,1 Prozent (116 kWh/m²) verbessert und ist im Jahr 2019 gegenüber dem Vorjahr unverändert geblieben. Bereinigt um Witterungseffekte sank die Energieeffizienz im Gebäudebereich im Jahr 2018 gegenüber dem Vorjahr um rund 4 Prozent (131 kWh/m²) und verbesserte sich im Jahr 2019 gegenüber dem Vorjahr um 2,3 Prozent (128 kWh/m²).

Verglichen mit dem Jahr 2008 wird Energie im Wohngebäudebereich heute deutlich effizienter genutzt. So wurde im Jahr 2019 im Mittel 15,3 Prozent weniger Energie zur Beheizung eines Quadratmeters benötigt als noch 2008 (siehe Abbildung 6.3). Das bedeutet, dass Energie im Wohngebäudebereich im Mittel zunehmend effizienter genutzt wurde und damit trotz steigender Wohnfläche insgesamt eine Verringerung des Wärmebedarfs stattfand.

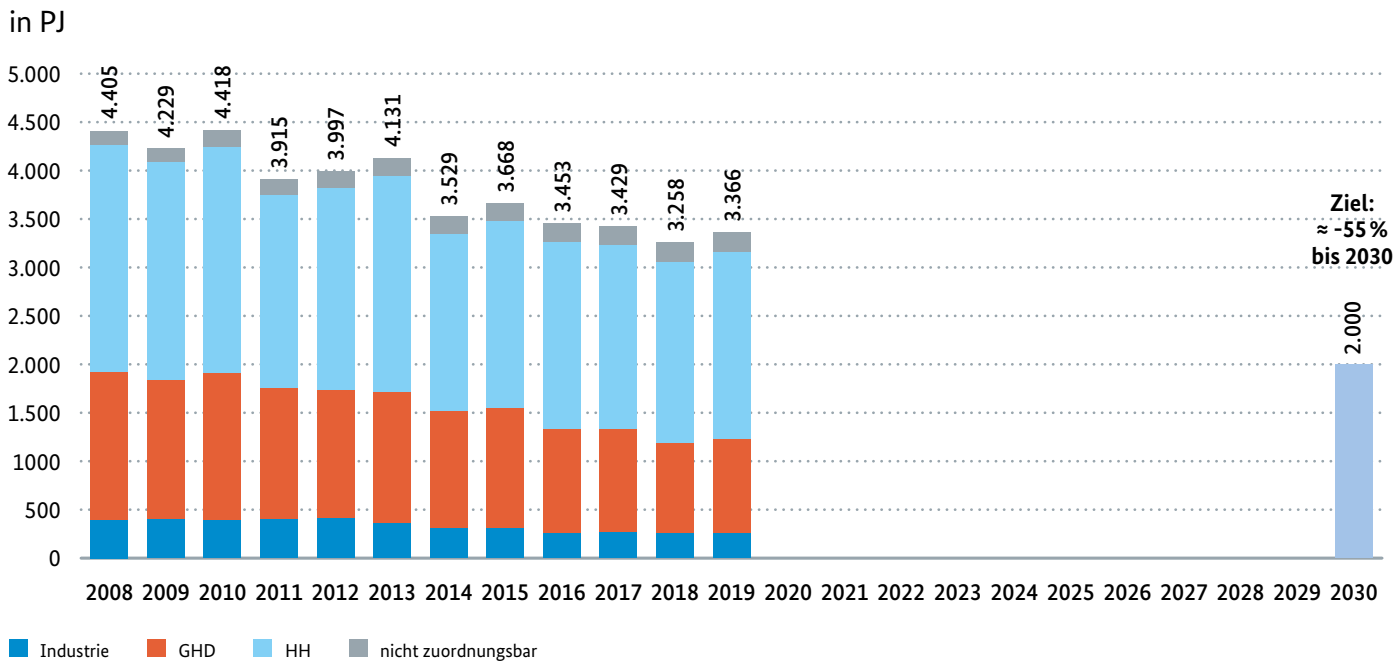
6.2 Nicht erneuerbarer Primärenergieverbrauch (Primärenergiebedarf)

Der nicht erneuerbare Primärenergieverbrauch (Primärenergiebedarf) von Gebäuden sank im Jahr 2018 um 5 Prozent und stieg im Jahr 2019 um 3,3 Prozent gegenüber dem jeweiligen Vorjahr. Der Indikator „nicht erneuerbarer Primärenergieverbrauch" berücksichtigt neben der Bereitstellung von Heizung, Kühlung und Warmwasser (für Nichtwohngebäude zusätzlich Beleuchtung) auch den nicht erneuerbaren Aufwand für die Gewinnung, die Umwandlung und den Transport bzw. die Verteilung der einzelnen Energieträger. Der nicht erneuerbare Primärenergieverbrauch umfasst jedoch keine erneuerbaren Energien. Er kann somit sowohl durch Energieeffizienzsteigerungen als auch durch die Erhöhung des Anteils von erneuerbaren Energien an der Deckung des Wärmebedarfs gesenkt werden. Im Jahr 2019 lag der nicht erneuerbare Primärenergieverbrauch bei 3.366 PJ gegenüber 3.258 PJ im Vorjahr.

Seit dem Jahr 2008 hat sich der nicht erneuerbare Primärenergieverbrauch bereits um 23,6 Prozent verringert. Dies entspricht einer durchschnittlichen jährlichen Minderung um 2,1 Prozent. Das zeigt, dass der richtige Pfad zur Reduktion des Primärenergiebedarfs durch eine Kombination aus Energieeffizienz und erneuerbaren Energien eingeschlagen ist (siehe Abbildung 6.4).

Abbildung 6.4: Zielsteckbrief: Entwicklung des nicht erneuerbaren Primärenergieverbrauchs

Ziel 2030	Reduktion des nicht erneuerbaren Primärenergieverbrauchs um rund 55 Prozent (ggü. 2008)
Stand 2019	-23,6 Prozent



Quelle: Eigene Berechnungen BMWi auf Basis von AGEB 09/2020

Trend	●●●●●
Maßnahmen	Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE), Energieeffizienzstrategie Gebäude und Aktionsprogramm Klimaschutz

6.3 Sanierung und Investitionen im Gebäudesektor

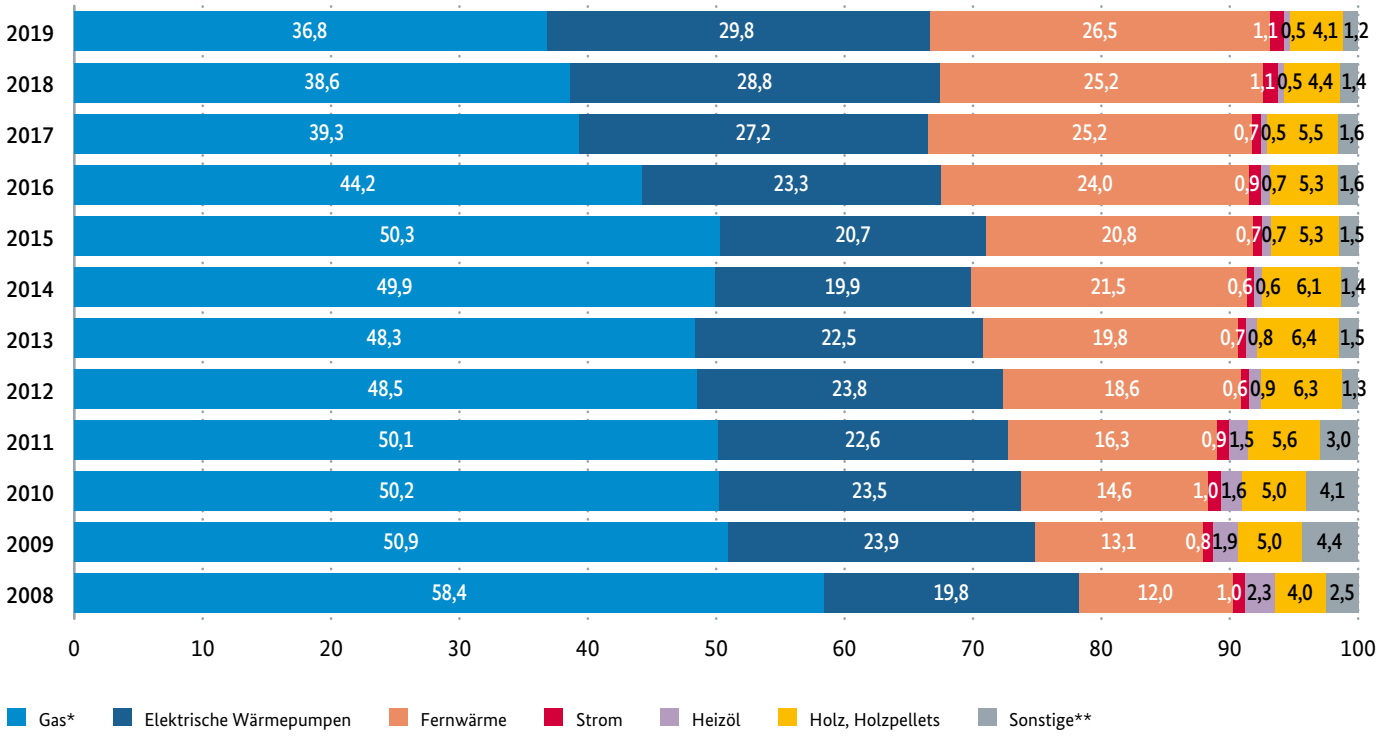
Im Jahr 2019 wurden im Wohnungsbau Baugenehmigungen für die Errichtung bzw. Sanierung von insgesamt rund 352.000 Wohneinheiten erteilt und rund 287.000 Baufertigstellungen verzeichnet. Dies entspricht einem Anstieg um knapp 4 Prozent bzw. 2 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Von den 352.000 genehmigten Wohneinheiten (WE) entfielen 311.000 WE auf Neubauten und 41.000 WE auf Sanierungen (88 Prozent bzw. 12 Prozent). Zeitgleich wurden im Jahr 2019 Neubauvorhaben mit rund 86.000 Wohneinheiten über das KfW-Förderprogramm „Energieeffizient Bauen“ im Rahmen des CO_2-Gebäudesanierungsprogramms finanziell unterstützt. Das heißt, rund 28 Prozent der 2019 genehmigten neuen Wohneinheiten wurden vom Bund gefördert und damit nach höherem Energieeffizienzstandard errichtet, als die Energieeinsparverordnung (EnEV) vorschrieb. Durch das KfW-Förderprogramm „Energieeffizient Sanieren“ wurde im Jahr 2019 die Energieeffizienz von insgesamt rund 280.000 Wohneinheiten erhöht. Energieeffizientes Bauen erschließt Potenziale für wirtschaftliche Lösungen. Dies stärkt zugleich die internationale Wettbewerbsfähigkeit des Baubereichs.

Im Bereich erneuerbare Energien (EE) zur Wärmeerzeugung wurde im Jahr 2019 im Rahmen des „Marktanreizprogramms für erneuerbare Energien im Wärmemarkt“ (MAP) der Einbau von rund 56.600 EE-Heizungsanlagen, vorwiegend in Wohngebäuden, durch Investitionszuschüsse gefördert, die durch das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) ausgereicht wurden. Dies entspricht einem Anstieg gegenüber dem Vorjahr um rund 16 Prozent. Die eingesetzten Technologien waren Solarthermie, Biomasse und Wärmepumpen. Insgesamt betrug die Höhe der in 2019 ausgezahlten Investitionszuschüsse 197,2 Millionen Euro. Dies entspricht einem Anstieg gegenüber dem Vorjahr um rund 14 Prozent. Das Investitionsvolumen dieser Maßnahmen lag bei rund 875 Millionen Euro. Im Jahr 2019 wurden im Rahmen der MAP-Kreditförderung durch die KfW im Programm „Erneuerbare Energien ‚Premium‘“ 1.604 Förderanträge für Großanlagen auf Basis erneuerbarer Energien mit einem zugesagten Kreditvolumen in Höhe von 162 Mio. Euro bewilligt. Hier ist ein Anstieg von 10 Prozent bei den Antragszahlen und 17 Prozent beim zugesagten Kreditvolumen im Vergleich zum Vorjahr zu verzeichnen. Darüber hinaus wurden in den Jahren 2018 und 2019 insgesamt rund 135.000 Energieberatungen bzw. rund 155.000 Energieberatungen über die Bundesförderprogramme im Wohngebäude- und Nichtwohngebäudebereich, in privaten Haushalten und im Mittelstand zur Entscheidungsfindung von Sanierungsmaßnahmen finanziell unterstützt.

Neubauten werden zunehmend mit klimafreundlichen Heizsystemen ausgestattet. So ist der Einbau von THG-intensiven Ölheizungen seit dem Jahr 2010 kontinuierlich gesunken. Demgegenüber gibt es eine stetige Zunahme von Wärmepumpen im Neubau, insbesondere in den letzten Jahren (2016 – 2019). Auch die Wärmeversorgung durch einen Fernwärmeanschluss spielt eine immer bedeutsamere Rolle (siehe Abbildung 6.5 und Kapitel 13).

Abbildung 6.5: Entwicklung der Beheizungsstruktur im Wohnungsneubau in Deutschland zwischen 2000 und 2019, Anteil der Energieträger

in Prozent



* inkl. Biomethan, ** bis 2003 inkl. Holz

Quelle: BDEW 08/2020

Transparenz und Beteiligung: An der Wärmewende kann sich jeder beteiligen

Geringere Energiekosten, mehr Wohnkomfort, ein höherer Immobilienwert und ein wertvoller Beitrag zum Klimaschutz – Energieeffizienz und der Einsatz von erneuerbaren Energien in privaten Wohngebäuden lohnt sich. Das BMWi unterstützt dabei mit attraktiven Förderprogrammen. Seit dem Jahr 2000 wurden so im Rahmen des CO_2-Gebäudesanierungsprogramms bspw. rund 5,2 Millionen Wohneinheiten (WE) energetisch saniert oder neu errichtet.

Zudem stärkt das BMWi mit einer Vielzahl von Beratungsangeboten zum Thema Energieeffizienz und Einsatz erneuerbarer Energien im Gebäudebereich die Eigenkompetenz der Energieverbraucher und hilft, Fehlinvestitionen zu vermeiden. So stellt etwa eine qualifizierte Energieberatung konkrete Effizienz- und Einsparpotenziale dar und führt auf, mit welchen Kosten eine Umsetzung verbunden ist und wie diese gegebenenfalls finanziert oder gefördert werden können. Die Plattform www.deutschland-machts-effizient.de des BMWi stellt einen verbraucherfreundlichen Überblick über

alle Effizienzförderprogramme des Bundes im Gebäudebereich bereit. Bei den umfangreichen Informationen rund um die Themen Energieeffizienz und Energiesparen stellen gebäuderelevante Themen wie energetisches Bauen und Sanieren einen Schwerpunkt dar.

Die im Jahr 2014 gegründete Energiewendeplattform Gebäude bietet den Akteuren aus Immobilienwirtschaft, Gewerbe, Industrie und den Verbrauchern sowie der öffentlichen Hand die Möglichkeit für eine gemeinsame Diskussion der vielfältigen Potenziale des Gebäudesektors wie auch der bestehenden Herausforderungen. Ende 2019 fand die zehnte Sitzung der Plattform statt.

Das Forschungsnetzwerk „EnergiewendeBauen“ fungiert als offenes Expertenforum zur Intensivierung des Austausches an den Schnittstellen der Energieforschung zur Wirtschaft und Politik. Es ist ein wichtiger Impulsgeber für neue Förderstrategien und flankiert den Innovationstransfer in die Baupraxis. Aufbereitete Informationen zu Forschungsergebnissen sowie eine Projektlandkarte mit mehr als 1.200 Projekten sind im Fachportal www.energiewendebauen.de abrufbar.

Die im Jahr 2011 gegründete Initiative „Effizienzhaus Plus“ informiert alle Zielgruppen der Gesellschaft praxisnah und anschaulich über energieeffizientes, nachhaltiges und zukunftsgerechtes Bauen. Vorbildlich wird angeregt, über das Bauen der Zukunft neu zu denken und die Energie- und Klimaziele im Gebäudebereich gemeinsam umzusetzen. Mehr unter www.forschungsinitiative.de/effizienzhaus-plus/.

Seit 2017 informiert das bundeseigene Informations- und Kompetenzzentrum für zukunftsgerechtes Bauen die Öffentlichkeit im ehemaligen Effizienzhaus-Plus-Forschungsvorhaben des Bundes gezielt über Lösungsansätze für klimagerechtes Bauen. Der Bund bietet mit dieser Plattform allen Interessierten ein Forum für einen Dialog zum Thema. Weitere Informationen bietet die Seite www.bauen-der-zukunft.de.

Seit Anfang 2019 hat die Bundesregierung das „Fachportal für energieeffizientes Bauen und Sanieren“ (FEBS, www.febs.de) beauftragt. Das FEBS bietet passgenaue Fachinformationen für Experten und Expertinnen, die im Bereich des energieeffizienten Bauens und Sanierens tätig sind. Dazu gehören das Energieeinsparrecht, die Energieberatung, Möglichkeiten der Finanzierung und die Planung sowie Umsetzung. Das Fachportal dient als Nachschlagewerk rund um den energetischen Bau- und Sanierungsprozess und als Quelle für verschiedene Arbeitsmittel. Zudem wird mit dem Servicecenter des FEBS eine Kontaktstelle angeboten, bei der telefonisch und schriftlich verlässliche, qualitätsgesicherte Antworten auf Fachfragen gegeben werden. Um das Angebot kontinuierlich zu optimieren, findet zusätzlich ein Austausch mit den Fachkräften aus der Praxis statt. Das Gesamtpaket – Webangebot, Servicecenter, Publikationen und Dialog – zielt darauf ab, gemeinsam mit den Fachleuten die Qualität energetischen Bauens und Sanierens zu verbessern.

6.4 Wesentliche bisherige Maßnahmen

Mit der Langfristigen Renovierungsstrategie (Long-Term Renovation Strategy, LTRS) wurde ein Fahrplan für den nationalen Gebäudebereich mit Indikatoren und Maßnahmen zur Erreichung der langfristigen Energie- und Klimaziele festgelegt. Die Strategie integriert dabei den Strom-, Wärme- und Effizienzbereich und schafft damit einen klaren Handlungsrahmen für die Energiewende im Gebäudebereich. Die LTRS knüpft an die Energieeffizienzstrategie Gebäude (ESG) aus dem Jahr 2015 sowie den Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) an. Die LTRS benennt Maßnahmen im Gebäudesektor, um Anreize zur energetischen Sanierung des nationalen Gebäudebestands, und zwar für den Bestand an privaten und öffentlichen Wohn- und Nichtwohngebäuden, zu setzen.

Das CO_2-Gebäudesanierungsprogramm, das Marktanreizprogramm für erneuerbare Energien im Wärmemarkt (MAP) und das Anreizprogramm Energieeffizienz (APEE) waren auch im Jahr 2019 sehr erfolgreich. So werden die im Rahmen des CO_2-Gebäudesanierungsprogramms aufgelegten KfW-Förderprogramme zum energieeffizienten Bauen und Sanieren auf hohem Niveau nachgefragt. Hervorzuheben im MAP ist insbesondere die sehr hohe Zahl geförderter hocheffizienter Wärmepumpen, die den größten Teil der geförderten Anlagen ausmachen. Das aus Mitteln des APEE geförderte Zuschussprogramm für innovative Brennstoffzellenheizungen verzeichnet ebenfalls stetig steigende Antragszahlen.

Mit der Förderstrategie „Energieeffizienz und Wärme aus erneuerbaren Energien“ hat das BMWi das Ziel verfolgt, die Förderprogramme bis 2020 noch besser miteinander zu verzahnen und serviceorientierter auszugestalten. Darüber hinausgehend wird mit der „Bundesförderung für effiziente Gebäude“ (BEG) die Förderung der energetischen Gebäudesanierung in Umsetzung des Klimaschutzprogramms 2030 ab dem Jahr 2021 neu aufgestellt und adressatengerecht weiterentwickelt. Die bislang bestehenden Gebäudeprogramme (CO_2-Gebäudesanierungsprogramm, Marktanreizprogramm für Erneuerbare Energien (MAP), Anreizprogramm Energieeffizienz (APEE), Heizungsoptimierungsprogramm (HZO)) werden mit der BEG in einem einzigen Förderprogramm gebündelt, das Energieeffizienz und erneuerbare Energien erstmals unter einem Dach zusammengeführt hat. Die bestehenden Fördertatbestände werden dabei modernisiert und erweitert (u. a. ambitioniertere Effizienzhaus-Niveaus in der Sanierung und bei Nichtwohngebäuden, parallele Kredit- und Zuschussförderung über alle Bereiche, Berücksichtigung von Aspekten der Digitalisierung und Nachhaltigkeit). So wird die Komplexität der Förderlandschaft reduziert und es werden noch stärkere Anreize für Investitionen in Energieeffizienz und erneuerbare Energien und damit ein entscheidender Beitrag zur Erreichung der Energie- und Klimaziele 2030 im Gebäudesektor gesetzt.

Maßnahmen zur Energieberatung sind wichtige Bestandteile der Energieeffizienz- und Klimaschutzpolitik der Bundesregierung. Mit der Erweiterung der antragsberechtigten Energieberater in den Programmen „Energieberatung für Wohngebäude“ und „Energieberatung im Mittelstand“ um qualifizierte Energieberater wie z. B. Handwerker und Schornsteinfeger profitieren Verbraucher von einem größeren Kreis an qualifizierten Beratern. Die Energieberatung erfolgt auch weiterhin neutral und mit hoher Qualität. Angaben zu der beruflichen Tätigkeit der neuen Energieberater müssen in der Energieeffizienz-Expertenliste für Förderprogramme des Bundes veröffentlicht werden.

Die Bundesregierung hat am 18. Dezember 2019 die Energieeffizienzstrategie 2050 (EffSTRA) beschlossen. Die EffSTRA legt ein mittelfristiges

Energieeffizienzziel 2030 in Höhe von -30 Prozent Primärenergieverbrauch im Vergleich zum Basisjahr 2008 fest und bündelt Energieeffizienzmaßnahmen in einem neuen Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE 2.0). Es werden u. a. für den Gebäudebereich eine Vielzahl von das Klimaschutzprogramm 2030 flankierenden Maßnahmen angestoßen, wie z. B. die Förderung der seriellen Sanierung im Gebäudebereich und die steuerliche Förderung der energetischen Gebäudesanierung (siehe Kapitel 5).

Im Juni bzw. Juli 2020 haben Bundestag und Bundesrat das vom BMWi und BMI eingebrachte Gebäudeenergiegesetz (GEG) beschlossen. Mit Inkrafttreten am 1. November 2020 hat das GEG das Energieeinsparungsgesetz (EnEG), die Energieeinsparverordnung (EnEV) und das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) abgelöst. Das GEG schafft ein neues, einheitliches, aufeinander abgestimmtes Regelwerk für die energetischen Anforderungen an Neubauten, an Bestandgebäude und an den Einsatz erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteversorgung von Gebäuden. Die europäischen Vorgaben zur Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden werden vollständig umgesetzt und die Regelung des Niedrigstenergiegebäudes in das vereinheitlichte Energieeinsparrecht integriert. Die aktuellen energetischen Anforderungen für den Neubau und für Sanierungen gelten fort und werden nicht verschärft.

Monitoring der wesentlichen Maßnahmen zur Förderung von Energieeinsparungen im Gebäudebereich

CO_2-Gebäudesanierungsprogramm: Nichtwohngebäude			
Kurzbeschreibung	Im Rahmen des Programms werden energiesparende Sanierungsmaßnahmen von Nichtwohngebäuden durch zinsgünstige Darlehen, teilweise in Kombination mit Tilgungszuschüssen, oder über Zuschüsse gefördert. Gefördert werden sowohl Einzelmaßnahmen (z. B. Heizung, Lüftung, Dämmung) und Maßnahmenkombinationen (Heizungs- und Lüftungspaket) als auch Gesamtpakete zur Erreichung eines KfW-Effizienzhausstandards (Sanierung und Neubau), bei dem Kennwerte für den Primärenergiebedarf des Gebäudes und den Gesamt-Wärmeschutz der Gebäudehülle eingehalten werden müssen.		
Aktueller Stand 2019	Keine grundlegenden Änderungen der Förderkonditionen		
Charakter des Instruments	Förderprogramm		
Zielgruppe	Eigentümer, Ersterwerber und Bauherren von Nichtwohngebäuden		
Betroffene Energieträger	Erdgas, Heizöl, Kohle, Flüssiggas, Biomasse, Strom und Fernwärme		
Laufzeit des Instruments	2007 bis 2021 (Übergang in BEG)		
Vollzug	KfW		
Letzte Evaluierung	2020		
Nächste Evaluierung	2021 (geplant)		
Monitoring-Indikatoren	2018 (NAPE-Logik)	2019 (NAPE-Logik)	2020 Zielindikator des Instruments
Primärenergieeinsparung (in PJ)	6,823	7,949	k.A.
Endenergieeinsparung (in PJ)	5,163	6,009	k.A.
CO_2-Einsparung (in Mio. t CO_2-Äq.)	0,418	0,434	k.A.

CO_2-Gebäudesanierungsprogramm: Wohngebäude			
Kurzbeschreibung	Im Rahmen des Programms werden energiesparende Sanierungsmaßnahmen von Wohngebäuden durch zinsgünstige Darlehen, teilweise in Kombination mit Tilgungszuschüssen, oder über Zuschüsse gefördert. Gefördert werden sowohl Einzelmaßnahmen (z. B. Heizung, Lüftung, Dämmung) und Maßnahmenkombinationen (Heizungs- und Lüftungspaket) als auch Gesamtpakete zur Erreichung eines KfW-Effizienzhausstandards (Sanierung und Neubau), bei dem Kennwerte für den Primärenergiebedarf des Gebäudes und den Gesamt-Wärmeschutz der Gebäudehülle eingehalten werden müssen.		
Aktueller Stand 2019	Änderungen einzelner Nebenbedingungen der Förderkonditionen (bereitstellungsprovisionsfreie Zeit, Höhe der Bereitstellungsprovision) zu Juni 2019, keine inhaltlichen Änderungen		
Charakter des Instruments	Förderprogramm		
Zielgruppe	Eigentümer, Ersterwerber und Bauherren von Wohngebäuden und Eigentumswohnungen		
Betroffene Energieträger	Erdgas, Heizöl, Kohle, Flüssiggas, Biomasse, Strom und Fernwärme		
Laufzeit des Instruments	2006 bis 2021 (Übergang in BEG)		
Vollzug	KfW		
Letzte Evaluierung	9. Oktober 2018		
Nächste Evaluierung	Die Evaluierung der Förderjahre 2018 – 2020 läuft derzeit. Die Werte für die Förderjahre 2018 und 2019 basieren bislang nur auf Hochrechnungen und müssen infolge der Evaluierung ggf. nachträglich angepasst werden.		
Monitoring-Indikatoren	2018 (NAPE-Logik)	2019 (NAPE-Logik)	2020 Zielindikator des Instruments
Primärenergieeinsparung (in PJ)	116,68	122,15	k. A.
Endenergieeinsparung (in PJ)	85,43	89,36	k. A.
CO_2-Einsparung (in Mio. t CO_2-Äq.)	8,02	7,85	k. A.

Marktanreizprogramm zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (MAP)			
Kurzbeschreibung	Das MAP fördert Investitionen bzw. Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien, vorwiegend im Gebäudebestand. Das MAP umfasst zwei Programmteile: 1) Investitionszuschüsse über das BAFA für kleinere Solarthermieanlagen und Biomasseanlagen sowie effiziente Wärmepumpen und 2) Tilgungszuschüsse in Verbindung mit KfW-Darlehen im KfW-Programm „Erneuerbare Energien – Premium bzw. Tiefengeothermie“ für große Solarthermieanlagen, Biomasseheizwerke, bestimmte effiziente Wärmepumpen, Biogasleitungen, Tiefengeothermieanlagen, Nahwärmenetze für Wärme aus erneuerbaren Energien (nachrangig zur KWKG-Förderung) und große Wärmespeicher für Wärme aus erneuerbaren Energien.		
Aktueller Stand 2019	Alle geförderten Maßnahmen waren bis zum Stichtag 31. Dezember 2019 umgesetzt.		
Charakter des Instruments	Förderprogramm		
Zielgruppe	Privathaushalte, Unternehmen und Kommunen		
Betroffene Energieträger	Alle		
Laufzeit des Instruments	2000 bis 2021 (Übergang in BEG) Ausnahme: Förderung Wärmenetze bis auf Weiteres		
Vollzug	BAFA und KfW		
Letzte Evaluierung	2018		
Nächste Evaluierung	Für die Evaluierung der Jahre 2019 und 2020 läuft die Angebotsauswahl.		
Monitoring-Indikatoren	2018 (NAPE-Logik)	2019 (NAPE-Logik)	2020 Zielindikator des Instruments
Primärenergieeinsparung (in PJ)	3,993	3,993	5
Endenergieeinsparung (in PJ)	4,598	4,598	5
CO_2-Einsparung (in Mio. t CO_2-Äq.)	2,135	2,406	2,373

Anreizprogramm Energieeffizienz (APEE)			
Kurzbeschreibung	Das Programm fördert den Heizungsaustausch mit gleichzeitiger Optimierung des gesamten Heizsystems (fossile und erneuerbare Energieträger), den Einbau von Lüftungsanlagen in Kombination mit einer weiteren Maßnahme an der Gebäudehülle (z. B. Fenster) und die Markteinführung von Brennstoffzellen-Heizungen. Das Programm wurde in das CO_2-Gebäudesanierungsprogramm und Marktanreizprogramm integriert.		
Aktueller Stand 2019	Aufgrund der Beschlüsse im Rahmen des Klimaschutzprogramms 2030 wurden die Förderkonditionen zum 1. Januar 2020 verändert.		
Charakter des Instruments	Förderprogramm		
Zielgruppe	Eigentümer von Wohngebäuden und Eigentumswohnungen und Energiedienstleistungsunternehmen (Contractoren)		
Betroffene Energieträger	Erdgas, Heizöl, Kohle, Flüssiggas, Biomasse, Strom und Fernwärme		
Laufzeit des Instruments	2016 bis auf Weiteres		
Vollzug	KfW und BAFA		
Letzte Evaluierung	9. Oktober 2018		
Nächste Evaluierung	Läuft derzeit		
Monitoring-Indikatoren	2018 (NAPE-Logik)	2019 (NAPE-Logik)	2020 Zielindikator des Instruments
Primärenergieeinsparung (in PJ)	6,922	9,984	k.A.
Endenergieeinsparung (in PJ)	5,050	7,287	k.A.
CO_2-Einsparung (in Mio. t CO_2-Äq.)	0,418	0,558	k.A.

Nationales Effizienzlabel für Heizungsaltanlagen			
Kurzbeschreibung	Das Nationale Effizienzlabel für Heizungsaltanlagen soll Verbraucher über den Effizienzstatus ihrer alten Heizgeräte informieren und sie motivieren, ihre ineffizienten Heizgeräte auszutauschen. Der Bezirksschonsteinfeger, Installateur oder Energieberater nimmt bei der Anbringung des Effizienzlabels eine individuelle Bewertung des Heizgerätes vor, informiert über die Bedeutung des Labels und verteilt einen Flyer mit Hinweisen zu Beratungs- und Förderangeboten.		
Aktueller Stand 2019	In den Jahren 2018 und 2019 wurden knapp 2.175.000 Effizienzlabel an Heizungsaltanlagen angebracht und von den Bezirksschornsteinfegern beim BAFA abgerechnet. Bezirksschornsteinfeger sind gesetzlich (gemäß § 17 EnVKG) zur Anbringung des Labels verpflichtet und erhalten entsprechend des Arbeitsaufwandes eine Entschädigung für die v.g. Tätigkeit.		
Charakter des Instruments	Information		
Zielgruppe	Haushalte und kleine GHD		
Betroffene Energieträger	Gas und Öl		
Laufzeit des Instruments	2016 bis offen		
Vollzug	BAFA		
Letzte Evaluierung	2019		
Nächste Evaluierung	Voraussichtlich 2023		
Monitoring-Indikatoren	2018 (NAPE-Logik)	2019 (NAPE-Logik)	2020 Zielindikator des Instruments
Primärenergieeinsparung (in PJ)	0,872	1,511	4,6 bis 13,9
Endenergieeinsparung (in PJ)	0,777	1,344	0,3 bis 2
CO_2-Einsparung (in Mio. t CO_2-Äq.)	0,065	0,112	0,0003 bis 0,001

Förderung der Heizungsoptimierung durch hocheffiziente Pumpen und hydraulischen Abgleich			
Kurzbeschreibung	Ziel des Heizungsoptimierungsprogramms ist es, bis Ende 2020 jährlich bis zu zwei Millionen ineffiziente Heizungs- und Warmwasser-Zirkulationspumpen durch hocheffiziente Pumpen zu ersetzen und jährlich den Betrieb von bis zu 200.000 bestehenden Heizungsanlagen durch einen sog. hydraulischen Abgleich zu optimieren. Um dieses Potenzial zu heben, setzt das Heizungsoptimierungsprogramm mit einem Zuschuss von bis zu 30 Prozent der Nettoinvestitionskosten Anreize zur Optimierung bestehender Heizungsanlagen.		
Aktueller Stand 2019	Die Umsetzung der Maßnahme erfolgt unverändert gegenüber den Vorjahren, der Abruf der Mittel bewegt sich auf gleichem Niveau. Das Programm wurde auf relevanten Internetseiten vorgestellt (z. B. BAFA, Deutschland-machts-effizient) und mittels Flyer beworben. Im vierten Quartal 2019 bildete sich ein Rückstau der zu bearbeitenden eingereichten Verwendungsnachweise.		
Charakter des Instruments	Förderprogramm		
Zielgruppe	Privatpersonen, Unternehmen, Kommunen, Genossenschaften und gemeinnützige Organisationen		
Betroffene Energieträger	Gas, Öl und Strom		
Laufzeit des Instruments	1. August 2016 bis 31. Dezember 2020		
Vollzug	BAFA		
Letzte Evaluierung	22. Oktober 2020		
Nächste Evaluierung	1. Quartal 2021		
Monitoring-Indikatoren	2018 (NAPE-Logik)	2019 (NAPE-Logik)	2020 Zielindikator des Instruments
Primärenergieeinsparung (in PJ)	1,494	1,794	k. A.
Endenergieeinsparung (in PJ)	0,890	1,080	k. A.
CO_2-Einsparung (in Mio. t CO_2-Äq.)	0,079	0,086	1,8

EnEff.Gebäude.2050 – Innovative Vorhaben für den nahezu klimaneutralen Gebäudebestand 2050			
Kurzbeschreibung	Ziel der Förderinitiative „EnEff.Gebäude.2050“ ist es, ambitionierte Konzepte für nahezu klimaneutrale Gebäude und Quartiersansätze zu demonstrieren und damit eine breitere Umsetzung anzustoßen. Der Leitgedanke ist, dass die Projekte die Herausforderungen auf dem Weg zum nahezu klimaneutralen Gebäudebestand umfassend adressieren, aktuelle Forschungsergebnisse und Innovationen aufgreifen und als modellhafte Vorhaben stellvertretend für eine breite Anwendungsmöglichkeit stehen sollen.		
Aktueller Stand 2019	Das Programm lief am 31. Dezember 2018 aus. Laufende Projekte wurden in das 7. Energieforschungsprogramm migriert. Bislang sind keine beantragten Projekte abgeschlossen.		
Charakter des Instruments	Förderprogramm		
Zielgruppe	Konsortien aus Unternehmen und Forschungseinrichtungen		
Betroffene Energieträger	Alle		
Laufzeit des Instruments	2016 bis 31. Dezember 2018. Laufende Projekte wurden in das 7. Energieforschungsprogramm migriert.		
Vollzug	PTJ		
Letzte Evaluierung	Erfolgskontrolle 2020		
Nächste Evaluierung	Die Förderinitiative „EnEff.Gebäude.2050“ ist seit dem 1. Januar 2019 in das 7. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung integriert. Sie wird daher Teil der Evaluierung des 7. Energieforschungsprogramms (bzw. der Förderbekanntmachung „Angewandte nichtnukleare Forschungsförderung im 7. Energieforschungsprogramm ‚Innovationen für die Energiewende‘“ in Verbindung mit dem 7. Energieforschungsprogramm) sein.		
Monitoring-Indikatoren	2018 (NAPE-Logik)	2019 (NAPE-Logik)	2020 Zielindikator des Instruments
Primärenergieeinsparung (in PJ)	0,000	0,000	k. A.
Endenergieeinsparung (in PJ)	0,000	0,000	k. A.
CO_2-Einsparung (in Mio. t CO_2-Äq.)	0,000	0,000	k. A.

Energieberatung			
Kurzbeschreibung	Energieberatung der Verbraucherzentralen (vzbv), Energieberatung für Nichtwohngebäude von Kommunen und gemeinnützigen Organisationen (EBK), Energieberatung im Mittelstand (EBM), Energieberatung für Wohngebäude (Vor-Ort-Beratung, individueller Sanierungsfahrplan) (EBW)		
Aktueller Stand 2019	In den Programmen zur „Energieberatung im Mittelstand", „Energieberatung für Nichtwohngebäude von Kommunen und gemeinnützigen Organisationen", „Energieberatung für Wohngebäude (Vor-Ort-Beratung, individueller Sanierungsfahrplan)" wurden 14.221 Förderbescheide versendet. Die beiden Förderbescheide für die Energieberatung der Verbraucherzentralen umfassen insgesamt 143.653 Energieberatungen im Jahr 2019.		
Charakter des Instruments	Förderprogramm		
Zielgruppe	Privatpersonen, Mieter und Eigentümer, Unternehmen, Kommunen und gemeinnützige Organisationen		
Betroffene Energieträger	Strom und Wärme		
Laufzeit des Instruments	Fortgeführtes Instrument bis offen		
Vollzug	BAFA		
Letzte Evaluierung	2017, 2018 und 2019		
Nächste Evaluierung	2022 bzw. 2023		
Monitoring-Indikatoren	2018 (NAPE-Logik)	2019 (NAPE-Logik)	2020 Zielindikator des Instruments
Primärenergieeinsparung (in PJ)	17,647	23,369	29,369
Endenergieeinsparung (in PJ)	11,843	15,683	19,683
CO_2-Einsparung (in Mio. t CO_2-Äq.)	0,927	1,140	1,39

6.5 Wärmewende

Der Wärmesektor macht mehr als die Hälfte des gesamten deutschen Endenergieverbrauchs (2018: 52,5 Prozent, 2019: 53,1 Prozent) aus. Auf den Gebäudebereich entfallen dabei 2.956 PJ (2018) bzw. etwa 3.079 PJ (2019), auf Prozesswärme im Industriebereich etwa 1.739 PJ (2018) bzw. 1.700 PJ (2019). Gleichzeitig liegen hier erhebliche Potenziale für Effizienzsteigerungen sowie den Einsatz erneuerbarer Energien.

Der bisherige Zubau erneuerbarer Energien im Stromsektor dient auch der Wärmewende. Strom aus erneuerbaren Energien wird ein zentraler Energieträger der zukünftigen Wärmeversorgung sein. Er kann in Wärmepumpen direkt zur effizienten Wärmeerzeugung genutzt werden oder bei der Herstellung sekundärer Energieträger wie Wasserstoff und synthetischer Brennstoffe zum Einsatz kommen. Strom aus erneuerbaren Energien sollte effizient genutzt werden, um den Ausbaubedarf für Erzeugungs- und Netzkapazitäten im Stromsektor zu begrenzen. Mehr Effizienz und Wärme aus erneuerbaren Energien trägt dazu bei, die Energie- und Klimaziele für 2030 zu erreichen und die Energiewende insgesamt effizienter und kostengünstiger zu gestalten.

Wärmenetzen kommt eine Schlüsselrolle bei der Dekarbonisierung der Wärmeversorgung zu. Sie bieten die Möglichkeit, unterschiedliche Technologien zur klimaneutralen Wärmeerzeugung – wie z. B. Geo- und Solarthermie, Großwärmepumpen oder Abwärmenutzung – kombiniert einzubinden. Gleichzeitig können sie selbst als Wärmespeicher dienen und somit die für die Transformation zu einer energiewendetauglichen Wärmeversorgung notwendige Flexibilität bereitstellen. Insbesondere in dicht bebauten urbanen Quartieren und bei historischen Ortskernen mit baulichen Restriktionen ermöglicht die leitungsgebunde-

ne Wärmeversorgung von Gebäuden, hohe Anteile erneuerbarer Energien einzubinden sowie Abwärme aus Industrie- oder Gewerbebetrieben zu nutzen. Zudem können über Wärmenetze erneuerbare Energien besonders effizient bereitgestellt werden, da mehrere Gebäude oder Wohnquartiere gleichzeitig versorgt werden. In Verbindung mit großen Wärmespeichern machen Wärmenetze es möglich, erneuerbare Wärme bezahlbar saisonal zu speichern.

Im Juli 2017 ist das Förderprogramm „Modellvorhaben Wärmenetzsysteme 4.0" gestartet. Mit dem Programm wurde erstmals eine systemische Förderung im Bereich der Wärmeinfrastruktur eingeführt, die nicht allein Einzeltechnologien und -komponenten, sondern Gesamtsysteme in den Blick nimmt und so die Erschließung von Kostensenkungs- und Effizienzpotenzialen auf systemischer Ebene erlaubt. Gefördert werden dabei Machbarkeitsstudien sowie Umsetzungskosten von Wärmenetzen, die sich durch hohe Anteile erneuerbarer Energien, die effiziente Nutzung von Abwärme sowie ein deutlich niedrigeres Temperaturniveau im Vergleich zu klassischen Wärmenetzen auszeichnen. Das niedrige Temperaturniveau minimiert Energieverluste, erhöht die Erträge aus Erneuerbaren-Wärmeerzeugungsanlagen wie Wärmepumpen und Solarthermieanlagen und macht diese energie- und kosteneffizienter. Solche innovativen Systeme können durch die Kombination von Wärmepumpen und saisonalen Großwärmespeichern darüber hinaus zusätzliche Flexibilität für den Strommarkt bieten und Energie langfristig speichern. Das Programm wird aktuell weiterentwickelt zur „Bundesförderung effiziente Wärmenetze".

Weitere Anreize für eine CO_2-arme Wärmeversorgung sollen mit der erstmals im Juni 2018 erfolgten Ausschreibung für innovative KWK-Systeme geschaffen werden. Diese bestehen aus einer hocheffizienten neuen oder modernisierten KWK-Anlage, einer Komponente zur Bereitstellung innovativer erneuerbarer Wärme und einem elektrischen Wärmeerzeuger (z. B. Zusammenspiel einer abfallbefeuerten KWK-Anlage und einer Wärmepumpe). Die innovativen KWK-Systeme sollen zeigen, wie KWK-Anlagen künftig erneuerbare Wärme und erneuerbaren Strom integrieren können, indem sie doppelt flexibel reagieren: In Zeiten hoher Einspeisung von Wärme aus erneuerbaren Energien wird die Wärmeproduktion der KWK-Anlage reduziert und es werden somit Brennstoffe und Emissionen eingespart. In Zeiten hoher Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien reduziert die KWK-Anlage die Stromproduktion und spart Brennstoffe und Emissionen. Bei einem sehr großen Angebot von Strom aus erneuerbaren Energien und damit niedrigen oder negativen Börsenpreisen kann zusätzlich der elektrische Wärmeerzeuger den Strommarkt entlasten. Die Technologie verwandelt starre, wärmebedingte Mindesterzeugung in flexible Stromerzeugung und -nachfrage. Zur Lösung von akuten Netzengpässen wird die Technologie auch im Rahmen der Regelung „Nutzen statt Abregeln" eingesetzt. Im Dezember 2019 erfolgte die inzwischen vierte Ausschreibung mit einer Zuschlagsmenge in Höhe von 20.514 kW.

Wesentliche bisherige Maßnahmen im Bereich Wärmewende

- Marktanreizprogramm für Wärme aus erneuerbaren Energien
- Förderprogramm „Modellvorhaben Wärmenetzsysteme 4.0" (Niedertemperaturwärmenetze mit Saisonal-Wärmespeichern); Weiterentwicklung zur „Bundesförderung effiziente Wärmenetze"
- Förderung von innovativen KWK-Systemen im KWKG (siehe Kapitel 9)

7. Verkehr



Wo stehen wir?

Der Endenergieverbrauch im Verkehr entwickelte sich im Jahr 2019 mit einem Anstieg von 1,1 Prozent gegenüber dem Vorjahr und 7,2 Prozent gegenüber dem Basisjahr 2005 weiterhin gegenläufig zu den Zielen des Energiekonzepts. Es ist davon auszugehen, dass die Erreichung des 2020-Ziels (minus 10 Prozent) unter den bisherigen Rahmenbedingungen erst nach dem Jahr 2030 erwartet werden kann. Die Auswirkungen der Covid-19-Pandemie sind dabei nicht berücksichtigt.

Bei der Elektrifizierung der Fahrzeugantriebe steht Deutschland mit Ausnahme des Schienenverkehrs noch am Anfang. Gleichwohl nimmt die Zahl an Fahrzeugen mit alternativen Antrieben zu. So stieg der Bestand an mehrspurigen Elektrofahrzeugen im Jahr 2019 um 56,7 Prozent gegenüber dem Vorjahr deutlich an. Der beschleunigte Ausbau entsprechender Infrastrukturen steht im Fokus.

Eine weitere Option, um den Endenergieverbrauch zu reduzieren, ist die Verkehrsverlagerung von der Straße auf die klima- und umweltfreundlichere Schiene und Wasserstraße.

Was ist neu?

Die Bundesregierung hat im September 2018 die Nationale Plattform Zukunft der Mobilität (NPM) ins Leben gerufen. In sechs Arbeitsgruppen sollen die Zukunftsfragen der Mobilität aufbereitet und Handlungsempfehlungen in den Bereichen Klimaschutz im Verkehr, alternative Antriebe und Kraftstoffe für nachhaltige Mobilität, Digitalisierung für den Mobilitätssektor, Sicherung des Mobilitäts- und Produktionsstandortes, Batteriezellproduktion, Rohstoffe und Recycling, Bildung und Qualifizierung, Verknüpfung der Verkehrs- und Energienetze, Sektorkopplung sowie Standardisierung, Normung, Zertifizierung und Typgenehmigung formuliert werden.

Die Maßnahmen des „Masterplans Schienengüterverkehr“ werden kontinuierlich umgesetzt, um den Schienengüterverkehr dauerhaft zu stärken. Eine wichtige Maßnahme ist die anteilige Finanzierung der genehmigten Trassenentgelte durch zusätzliche Bundesmittel.

Das „Zukunftsbündnis Schiene“ mit Vertretern aus Politik, Wirtschaft und Verbänden hat am 30. Juni 2020 den „Masterplan Schienenverkehr“ und einen „Schienenpakt“ beschlossen mit dem Ziel, bis zum Jahr 2030 doppelt so viele Bahnkundinnen und Bahnkunden im Schienenpersonenverkehr zu gewinnen sowie mehr Güterverkehr auf die umweltfreundliche Schiene zu verlagern und dessen Anteil am Modal Split auf mindestens 25 Prozent zu steigern.

Mit dem Umweltbonus und der Innovationsprämie, der Änderung der Ladesäulenverordnung und weiteren Maßnahmen zur Unterstützung des Aufbaus einer flächendeckenden Ladeinfrastruktur setzt die Bundesregierung ihr Bestreben fort, die Elektromobilität massenmarktfähig zu machen. Die Bundesregierung hat im November 2019 einen Masterplan Ladeinfrastruktur verabschiedet.

Forschungsinitiativen beschäftigen sich u. a. mit der Energiewende im Verkehrssektor durch Nutzung regenerativ erzeugter Kraftstoffe und durch Sektorkopplung (wie bei der „Initiative Effizienzhaus Plus“). Weitere Initiativen befassen sich mit LNG- und elektrischen Antriebstechnologien für Schiffe und den Schwerlastverkehr.

Die Maßnahmen im Rahmen des Klimaschutzes („Klimaschutzprogramm 2030“ und Klimaschutzgesetz), die mit der Energieeffizienzstrategie 2050 beschlossenen Maßnahmen sowie die Maßnahmen des Konjunkturpakets zur Bewältigung der wirtschaftlichen Folgen der Corona-Pandemie stellen weitere Schritte zur Erreichung der CO_2- und Energieeinsparziele im Verkehrssektor dar.

Zur Umsetzung der Nationalen Wasserstoffstrategie werden dem Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) künftig 1,6 Mrd. Euro zusätzlich für die Förderung von Wasserstoff- und Brennstoffzellenanwendungen im Verkehr zur Verfügung stehen.

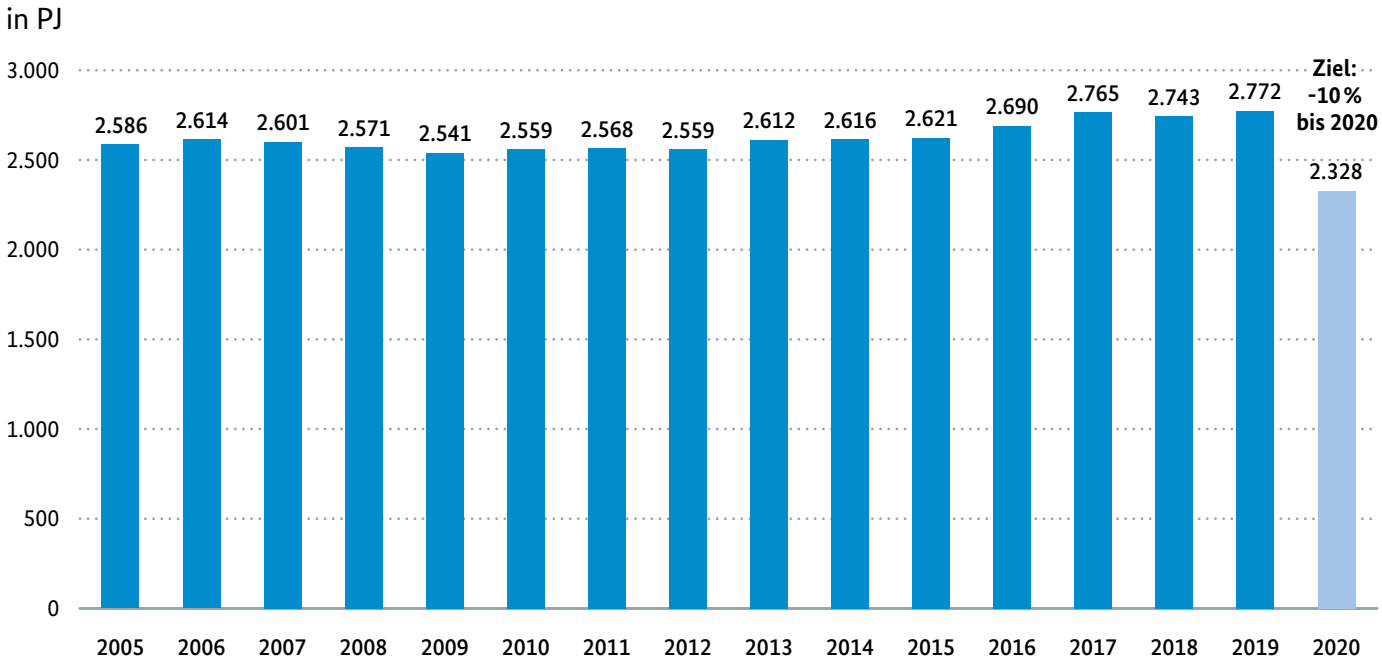
	2018	2019	2020	2030	2040	2050
EFFIZIENZ UND VERBRAUCH						
Endenergieverbrauch Verkehr (ggü. 2005)	6,1 %	7,2 %	-10 % →			-40 %

7.1 Energieverbrauch im Verkehrssektor

Der Endenergieverbrauch im Verkehr ist gegenüber dem jeweiligen Vorjahr im Jahr 2018 gesunken und im Jahr 2019 gestiegen. In der Summe aller Verkehrsträger ist der Endenergieverbrauch im Verkehrssektor im Jahr 2018 mit 2.743 PJ gegenüber dem Vorjahr um 0,8 Prozent gesunken und im Jahr 2019 mit 2.772 PJ gegenüber dem Vorjahr um 1,1 Prozent gestiegen (siehe Abbildung 7.1). Der Verkehrssektor macht damit etwa 30 Prozent des gesamten Endenergieverbrauchs in Deutschland aus.

Abbildung 7.1: Zielsteckbrief: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor

Ziel 2020	Reduktion des Endenergieverbrauchs um 10 Prozent (ggü. 2005)
Stand 2019	7,2 Prozent



Quelle: AGEB 08/2020

Trend	● ○ ○ ○ ○
Maßnahmen	Verbrauch/Effizienz/Klimaschutz, Elektromobilität/Alternative Kraftstoffe/ Tank- und Ladeinfrastruktur, Verlagerung auf umweltfreundliche Verkehrsträger

Wie Tabelle 7.1 zeigt, sind die Energieverbräuche im Jahr 2019 auf der Straße sowohl im Vergleich zum Vorjahr als auch gegenüber dem Jahr 2005 und im Luftverkehr (international und national) gegenüber dem Jahr 2005 gestiegen. Im Schienenverkehr stieg der Verbrauch um 1,5 Prozent gegenüber dem Jahr 2018 und in der Binnenschifffahrt um 1,1 Prozent im Vergleich zum Vorjahr. Beide Verkehrsträger verzeichnen jedoch eine deutliche Abnahme beim Verbrauch gegenüber dem Jahr 2005. Eine direkte Vergleichbarkeit gegenüber 2005 ist aufgrund einer Datenrevision bei der Schiene nicht gegeben, es kann aber von einer Abnahme ausgegangen werden.

Tabelle 7.1: Energieverbräuche im Jahr 2019 nach Verkehrsträger und Änderung im Vergleich zum Basisjahr (2005) sowie zum Vorjahr (2018)

	2019 in PJ	2019 Anteil in %	Änderung ggü. 2018 in %	Änderung ggü. 2005 in %
Straße	2.274,6	82,0	1,4	5,8
Luftverkehr*	434,8	15,7	-0,6	26,2
Schiene	52,1	1,9	1,5	-33,4
Binnenschifffahrt	10,7	0,4	1,1	-20,9
Gesamt	**2.772,2**	**100**	**1,1**	**7,2**

Quelle: AGEB 08/2020

* einschließlich internationaler Luftverkehr

Der Endenergieverbrauch im Verkehr ist gegenüber dem Basisjahr 2005 insgesamt um 7,2 Prozent gestiegen. Im Durchschnitt hat der Endenergieverbrauch im Verkehr damit bisher seit 2005 jährlich um rund 0,5 Prozent zugenommen. Um den Endenergieverbrauch bis zum Jahr 2020 um 10 Prozent gegenüber dem Jahr 2005 zu senken, müsste dieser im verbleibenden Jahr um insgesamt 16 Prozent reduziert werden. Das ist sehr unwahrscheinlich.

Die Verkehrsleistung im Personen- und Güterverkehr verzeichnete in den Jahren 2018 und 2019 einen Anstieg um jeweils 0,6 Prozent (Personenverkehr) und 0,3 Prozent bzw. 0,9 Prozent (Güterverkehr) gegenüber dem jeweiligen Vorjahr. Um die Verkehrsleistung zu berechnen, werden die beförderten Personen oder Güter mit der insgesamt zurückgelegten Entfernung in einer Periode multipliziert. Die Verkehrsleistung im Personen- bzw. im Güterverkehr ist seit 2005 um 7,5 Prozent bzw. 21 Prozent gestiegen.

Die spezifischen Energieverbräuche im Bestand sind beim Pkw seit 2005 leicht zurückgegangen, beim Lkw stagnieren sie. Beim Bestand der Pkw und leichten Nutzfahrzeuge lag der Durchschnittsverbrauch pro 100 km in den Jahren 2018 und 2019 bei 7,4 Litern, bei Neuwagen bei 5,5 Litern.

Effizienzgewinne verteilen sich ungleich auf die Verkehrsträger. Ein Vergleich der spezifischen Verbräuche im Personenverkehr zwischen Kraftstoffen (Straße) und Strom (Schiene) zeigt die größten Effizienzgewinne bei der Schiene. Diese übertreffen den Effizienzzuwachs auf der Straße deutlich: Nach Angaben des UBA (auf Basis von TREMOD) steht in den Jahren von 2005 bis 2018 einer Steigerung der Effizienz im Straßenverkehr um 6,5 Prozent eine Effizienzsteigerung im Schienenverkehr um 34,8 Prozent gegenüber.

Der durchschnittliche Kraftstoffverbrauch von neu zugelassenen Pkw und leichten Nutzfahrzeugen ist gegenüber dem Jahr 2005 zurückgegangen, stieg aber in den Jahren 2017 und 2018 gegenüber dem jeweiligen Vorjahr wieder an. Zwischen den Jahren 2005 und 2016 sank der Durchschnittsverbrauch bei Fahrzeugen mit Benzinmotoren insgesamt um 24,3 Prozent bzw. 26,2 Prozent bei den Fahrzeugen mit Dieselmotoren und stieg wiederum bis zum Jahr 2018 um 1,8 Prozent bzw. 6,3 Prozent, wie die Zahlen des Kraftfahrtbundesamt zeigen. Diese spiegeln allerdings lediglich den Entwicklungsverlauf der Herstellerangaben wider, wie sie im Rahmen der Typgenehmigung festgestellt wurden. Sie berücksichtigen nicht die in den letzten Jahren zunehmend größer werdende Diskrepanz zu Verbrauchswerten im Realbetrieb.

Die Bundesregierung begrüßt daher, dass die neue WLTP-Typgenehmigung für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge mit verbesserten Testverfahren und -parametern nun Zug um Zug zum Einsatz kommt, um die Repräsentativität der CO_2-Typprüfwerte zu erhöhen. Unter Verwendung von WLTP-Werten als Grundlage für die Berechnung des Kraftstoffverbrauchs ergibt sich im Jahr 2019 ein um 20 Prozent höherer Durchschnittsverbrauch im Vergleich zum nach den alten NEFZ-Werten bemessenen Vorjahr (Benzinmotoren: Steigerung um 19,3 Prozent, Dieselmotoren: 23,5 Prozent).

Der Endenergieverbrauch im Verkehr entwickelt sich insgesamt gegenläufig zu den Zielen des Energiekonzepts. Effizienzsteigerungen konnten dabei bislang die Zunahme des Energieverbrauchs im Verkehr durch die deutlich gestiegenen Verkehrsleistungen nicht kompensieren. Die Bundesregierung hat mit der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (MKS) und dem Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 daher bereits im Jahr 2014 einen Mix aus Förderung, Beratung, Finanzierung und verbessertem Ordnungsrahmen geschaffen, der den Endenergieverbrauch im Verkehrssektor senken soll (BMVBS (2013)). Im Fokus steht zudem bereits der Einsatz von technischen Innovationen durch die F&E-Förderung und Programme für deren Markteinführung (siehe Kapitel 14) sowie die Potenziale digitaler Lösungen (siehe Kapitel 13). Im Herbst 2019 hat die Bundesregierung darüber hinaus zur Erreichung der Energie- und Klimaziele im Verkehr mit dem Klimaschutzprogramm 2030 sowie der Energieeffizienzstrategie 2050 weitere Maßnahmenbündel im Verkehr beschlossen.

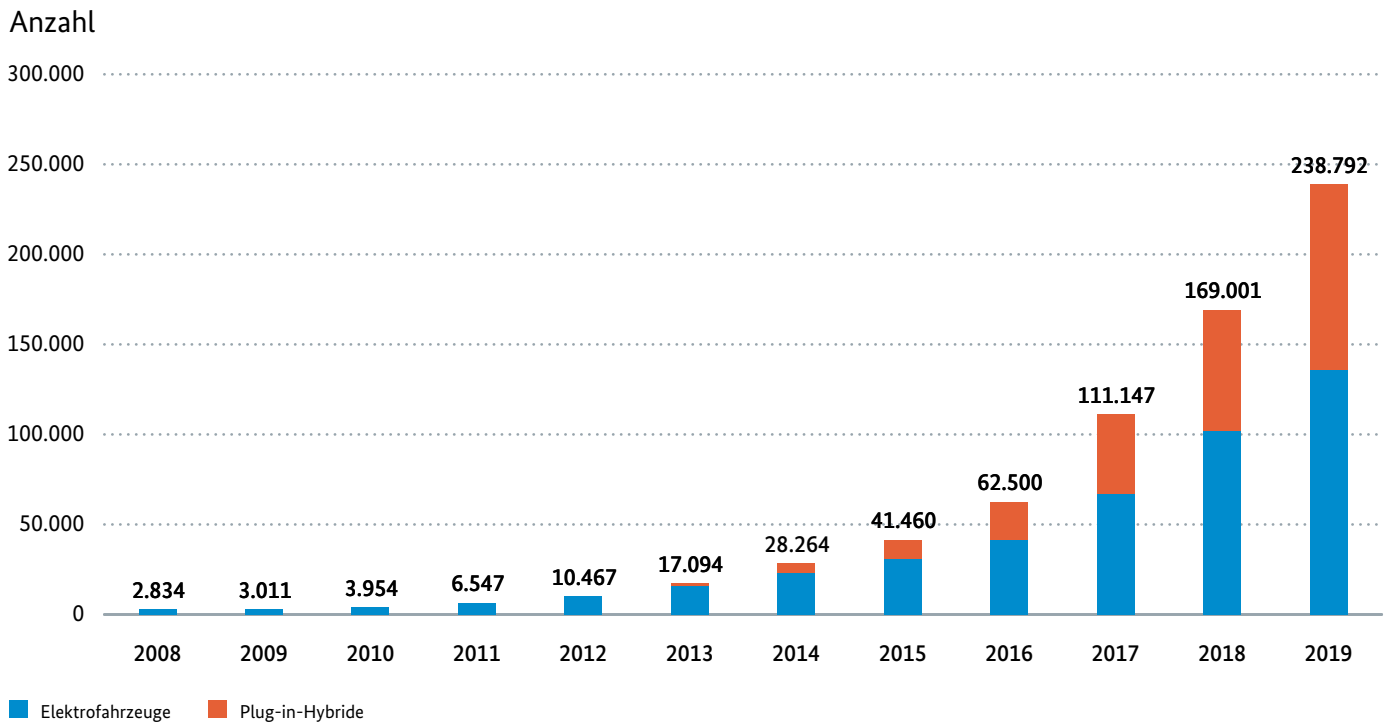
7.2 Alternative Kraftstoffe und innovative Antriebstechnologien

Elektromobilität ermöglicht schon heute die CO_2-emissionsfreie oder -arme sowie energieeffiziente Fortbewegung, sofern der Fahrstrom zu 100 Prozent aus erneuerbaren Quellen stammt. Ihr Anteil am Verkehrsaufkommen bleibt bisher jedoch insgesamt relativ gering. Der Bestand an Fahrzeugen mit Elektroantrieb steigt deutlich an, wenn auch bei insgesamt noch geringen Marktanteilen. Wie Abbildung 7.2 zeigt, waren im Jahr 2019 fast 238.800 mehrspurige Kraftfahrzeuge mit batterieelektrischem Antrieb zugelassen (Steigerung um 41,3 Prozent gegenüber dem Vorjahr), davon 102.795 Plug-in-Hybride. Ihr Marktanteil lag jedoch weiter bei unter 2 Prozent des Bestands mehrspuriger Kraftfahrzeuge. Neben mehrspurigen Kraftfahrzeugen mit Elektroantrieb finden sich auch zunehmend Zweiräder mit Elektroantrieb wie Pedelecs und E-Bikes auf deutschen Straßen.

Im Jahr 2019 betrug der Anteil der Biokraftstoffe am Kraftstoffverbrauch 4,9 Prozent. Mit diesen werden im Verkehrsbereich etwa 7,8 Mio. t CO_2-Äquivalente eingespart. Einen deutlich höheren Beitrag zur Minderung der CO_2-Emissionen können in den nächsten Jahren zusätzlich Biokraftstoffe aus Rest- und Abfallstoffen leisten.

Zudem kann Wasserstoff, der auf Basis erneuerbarer Energien erzeugt wurde, für den Verkehrsbereich bereitgestellt werden. Wasserstoff kann für die Herstellung von kohlenstoffarmen, synthetischen Kraftstoffen (z. B. Methan, Dimethylether (DME), Oxymethylenether (OME) etc.) genutzt oder direkt für den Betrieb von Brennstoffzellen verwendet werden. Die Nutzungskonkurrenzen zwischen den verschiedenen Sektoren müssen dabei berücksichtigt werden. Eine Nutzung strombasierter Kraftstoffe ist v. a. im Luft- und Seeverkehr sowie in der Binnenschifffahrt unabdingbar.

Abbildung 7.2: Bestand an mehrspurigen Elektrofahrzeugen

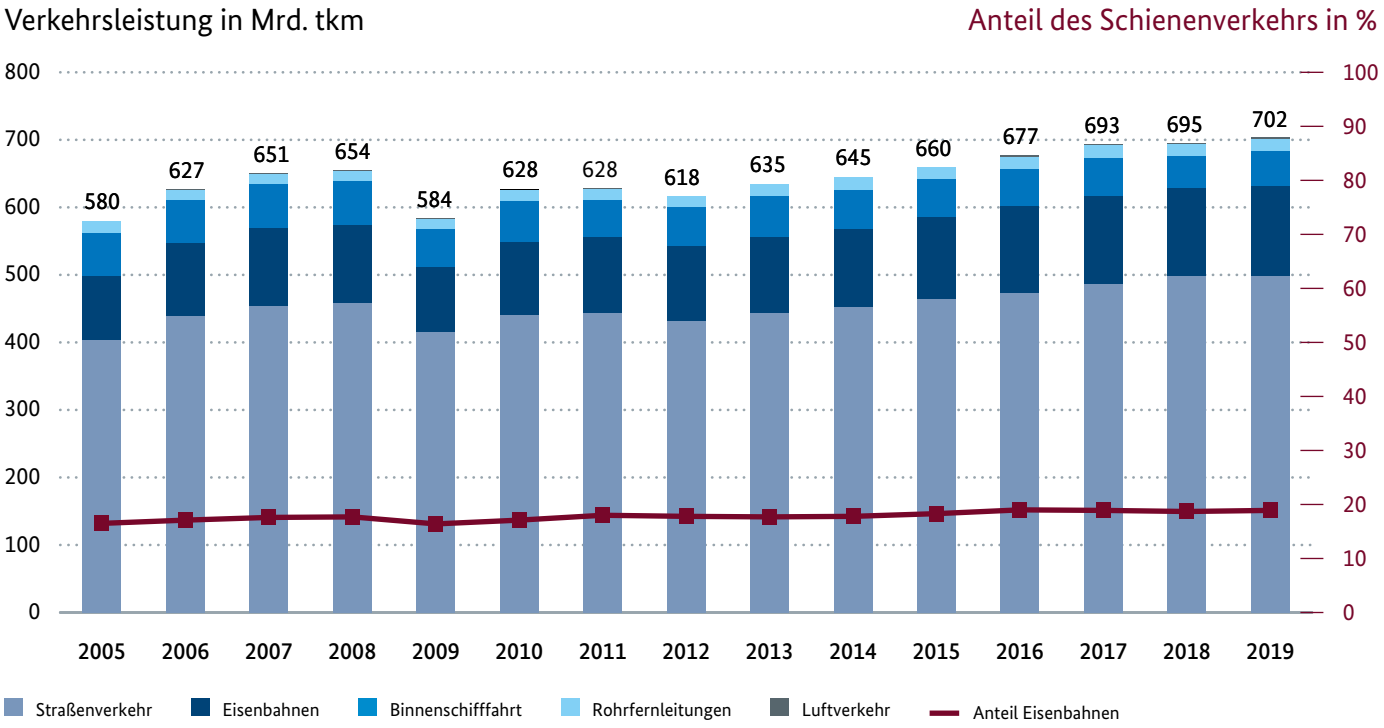


Quelle: Kraftfahrtbundesamt 02/2020; ab 2012 einschließlich aufladbare Hybridfahrzeuge und „Range-Extender"-Fahrzeuge

7.3 Verlagerung auf umweltfreundliche Verkehrsträger

In den vergangenen Jahren hat die Verkehrsleistung des Schienengüterverkehrs insgesamt zugenommen, sein Anteil an der gesamten Güterverkehrsleistung stagnierte jedoch. Aufgrund der stark anwachsenden Verkehrsleistungen im Güterverkehr in den vergangenen Jahren sowie aufgrund der dominierenden Rolle des Straßengüterverkehrs sind die CO_2-Emissionen sowie der Endenergieverbrauch des Güterverkehrs in Deutschland in den letzten Jahren gestiegen. Eine Veränderung des Modal Splits (Verteilung des Verkehrsaufkommens auf die Verkehrsträger) zugunsten des Verkehrsträgers Schiene trägt zur Zielerreichung bei. Hierzu müssen Investitionen in die entsprechende Infrastruktur, rollendes Material sowie Logistikkonzepte erfolgen, da ein Großteil der Züge bereits elektrisch fährt und damit eine beachtliche Energieeffizienz aufweist. Auch wächst der Anteil erneuerbarer Energien am Bahnstrommix immer weiter. Die Eisenbahngüterverkehrsleistung sank im Jahr 2018 um 0,9 Prozent gegenüber dem Vorjahr auf 130 Mrd. Tonnenkilometer und stieg unterdessen im Jahr 2019 gegenüber dem Vorjahr um 2,2 Prozent auf 132,8 Mrd. Tonnenkilometer. Sie lag um 39,2 Prozent höher als im Jahr 2005. In den vergangenen Jahren war der Anteil des Schienengüterverkehrs an der gesamten Güterverkehrsleistung zwischen 17,9 Prozent und 19 Prozent leicht schwankend; in den Jahren 2018 und 2019 lag er bei 18,7 Prozent bzw. 19,0 Prozent. Mit dem am 30. Juni 2020 geschlossenen Schienenpakt des Zukunftsbündnisses Schiene haben sich Bundesregierung und Sektor das Ziel gesetzt, den Anteil des Schienengüterverkehrs bis 2030 auf mindestens 25 Prozent zu steigern. Im Zuge der Verkehrsprognose

Abbildung 7.3: Anteil des Schienengüterverkehrs an der Gesamtgüterverkehrsleistung



Quelle: BMVI (2020a)

2035 wird diesbezüglich u. a. geprüft, mit welchen Maßnahmen und zu welchen Kosten eine Steigerung des Modal-Split zugunsten des Verkehrsträgers Schiene erreicht werden kann und welche Umwelteffekte damit realisiert werden können.

Obwohl die Verkehrsleistung im öffentlichen Personennahverkehr (ÖPNV) insgesamt zunimmt, verändert sich sein Anteil am gesamten Personenverkehr kaum. In Deutschland werden gerade die kurzen Wege mit dem Auto zurückgelegt. Diese machen den Großteil des Verbrauchs und der Emissionen im Personenverkehr aus. Im Jahr 2019 nutzten laut Statistischem Bundesamt Fahrgäste den Liniennah- und -fernverkehr mit Bussen und Bahnen 11,62 Milliarden Mal, im Vergleich zu 11,57 Milliarden Mal im Jahr 2018 (StBA (2019), StBA (2020)). Dies entspricht einem Anstieg um 0,4 Prozent im Jahresvergleich. Durchschnittlich wurden im Jahr 2019 pro Tag 31,83 Millionen Fahrgäste im Linienverkehr befördert, im Jahr 2018 waren es 31,70 Millionen Fahrgäste. Die Zahl der Fahrgäste im Liniennahverkehr ist seit 2004 – dem ersten Jahr, für das vergleichbare Daten vorliegen – stets angestiegen. Im Jahr 2019 war das Fahrgastaufkommen um fast 1,5 Milliarden höher (15,0 Prozent) als 15 Jahre zuvor. Besonders starke Zuwächse gab es in diesem Zeitraum im Eisenbahnnahverkehr (41,8 Prozent) und bei Straßenbahnen (22,8 Prozent). Der Anteil der Verkehrsleistung des ÖPNV am gesamten Personenverkehr bewegt sich seit einigen Jahren konstant knapp unter 10 Prozent (2019: 9,6 Prozent).

7.4 Wesentliche bisherige Maßnahmen

Die Zukunft der Mobilität ist nachhaltig, vernetzt und zunehmend energieeffizient – sowohl im Schienen- als auch im Pkw-Verkehr. Die Nationale Plattform Zukunft der Mobilität (NPM) entwickelt unter Einbeziehung von Politik, Wirtschaft und Zivilgesellschaft Ideen und Konzepte, um auch künftig eine nachhaltige, klimaschonende und bezahlbare Mobilität sicherzustellen. Die Arbeit der Plattform hat im September 2018 begonnen. In sechs Arbeitsgruppen sollen die Zukunftsfragen der Mobilität aufbereitet und Handlungsempfehlungen in den Bereichen Klimaschutz im Verkehr, alternative Antriebe und Kraftstoffe für nachhaltige Mobilität, Digitalisierung für den Mobilitätssektor, Sicherung des Mobilitäts- und Produktionsstandortes, Batteriezellproduktion, Rohstoffe und Recycling, Bildung und Qualifizierung, Verknüpfung der Verkehrs- und Energienetze, Sektorkopplung sowie Standardisierung, Normung, Zertifizierung und Typgenehmigung formuliert werden.

Die Energiewende im Verkehr wird nur mit einem deutlich steigenden Anteil alternativer und innovativer Antriebe und Kraftstoffe gelingen. Fahrzeuge mit alternativen Antrieben sind ein Schlüssel für eine nachhaltige und klimaschonende Mobilität. Im Zentrum steht dabei die Elektromobilität als Fortbewegungsform der Zukunft. Elektrische Antriebe ermöglichen die Rückgewinnung von Bewegungsenergie. Energie- und vor allem Kosteneffizienz sowie Nutzeranforderungen an spezifische Mobilitätsanwendungen werden entscheidend für die Anwendung von Elektromobilität sein. Das Energiekonzept der Bundesregierung setzt auf eine schnelle Verbreitung von Elektrofahrzeugen. Sie können auf Batterien ebenso wie auf Brennstoffzellen basieren, die an Bord Wasserstoff in elektrische Energie umwandeln. Es geht jetzt darum, die Marktentwicklung weiter zu beschleunigen. Seit dem 19. Februar 2020 ist der bis zum 31. Dezember 2025 verlängerte und erhöhte Umweltbonus in Kraft, rückwirkend zum 5. November 2019. Mit der Innovationsprämie verdoppelt sich seit Juli 2020 der staatliche Anteil für die Förderung elektrisch betriebener Fahrzeuge. Zusätzlich wird die Elektromobilität durch Halbierung der Bemessungsgrundlage bei der privaten Nutzung von Elektro- und Hybridelektrofahrzeugen bei der Dienstwagenbesteuerung im Einkommensteuergesetz gefördert. Ziel ist es, Deutschland zum Leitmarkt und Leitanbieter für Elektromobilität zu machen und dabei die gesamte Wertschöpfungskette am Standort anzusiedeln.

Bei der Senkung des Energieverbrauchs sowie von CO_2- und Schadstoffemissionen des Verkehrs spielen auch Elektrobusse eine wichtige Rolle. Die Bundesregierung hat in den letzten Jahren zahlreiche Projekte zur Unterstützung der Elektrifizierung des straßengebundenen Öffentlichen Personennahverkehrs (ÖPNV) mit dem Ziel gefördert, emissionsarme bzw. -freie Fahrzeuge zügiger im Markt zu etablieren. Insbesondere im Bereich der batterieelektrischen Busse sind ein zunehmendes Marktangebot und ein stark steigendes Interesse der Verkehrsbetriebe zu beobachten. Eine Studie im Auftrag des BMVI kommt zu dem Ergebnis, dass zudem besondere Potenziale von Hybrid-Oberleitungsbussen auf nachfragestarken Relationen bestehen (DLR et al. (2016a)). Die Bundesregierung unterstützt bereits den Einsatz von Hybrid-Oberleitungsbussen in Städten sowie in großem Umfang die Anschaffung von Plug-in-Hybrid- und Batteriebussen. Zur weitergehenden Förderung von Plug-in-Hybrid- und Elektrobussen im ÖPNV wurde mit der Änderung des Stromsteuergesetzes zum 1. Januar 2018 der Stromsteuersatz von 20,50 Euro/MWh auf 11,42 Euro/MWh ermäßigt. Bei schweren Nutzfahrzeugen lassen sich weitere Emissionsminderungen auch durch den Einsatz elektrischer Antriebe erreichen.

Die Umstellung des schweren Straßengüterverkehrs auf alternative Antriebe ist eine wesentliche Maßnahme für die Erreichung der Energie- und Klimaziele im Verkehrssektor. Im Klimaschutzprogramm 2030 wurden dazu drei Kernmaßnahmen vereinbart. Diese betreffen die Förderung der Anschaffung von CO_2-armen Lkw, den Aufbau von Tank- und Ladeinfrastruktur sowie die Einführung eines wirksamen CO_2-Aufschlags auf die Lkw-Maut ab 2023. Im Maßnahmenbündel „CO_2-arme Lkw" werden diesbezüglich die Antriebstechnologien Batterie, Wasserstoff-Brennstoffzelle, Oberleitungs-Hybrid und CNG/LNG (sofern aus regenerativem Biomethan) aufgeführt. Gemäß dem zugehörigen Maßnahmenbündel „Tank- und Lade- und Oberleitungsinfrastruktur ausbauen" soll die Fahrzeugförderung durch Konzepte für einen bedarfsgerechten Infrastrukturausbau ergänzt werden. Das BMVI hat im November 2020 mit dem Gesamtkonzept klimafreundliche Nutzfahrzeuge einen Maßnahmenfahrplan erarbeitet, welcher die oben genannten drei Kernmaßnahmen adressiert. Bereits seit 2018 können über das Förderprogramm „Energieeffiziente und/oder CO_2-arme schwere Nutzfahrzeuge" (EEN) des BMVI mautpflichtige schwere Nutzfahrzeuge mit Erdgas- (CNG, LNG), Batterie- und Wasserstoffantrieb gefördert werden. Die Förderung von Nutzfahrzeugen mit Elektroantrieb soll deutlich ausgeweitet werden. Ergänzt wird die Förderung schon heute durch eine Mautbefreiung für Lkw mit alternativen Antrieben. Mit Unterstützung durch das BMU laufen derzeit Feldversuche zum Hybrid-Oberleitungs-Lkw unter realen Bedingungen.

Mit mehr erneuerbaren Energien wird die Mobilität klima- und umweltschonend. Der Anteil der erneuerbaren Energien im Verkehr liegt in den Jahren 2018 und 2019 einschließlich des Stromverbrauchs aus erneuerbaren Energien bei 5,6 Prozent bzw. 5,5 Prozent und soll weiter gesteigert werden (siehe Kapitel 4). Der Anteil der Biokraftstoffe lag dabei bei rund 86 Prozent. Ihre Verwendung soll aufgrund der Ziele in der Richtlinie 2009/28/EG bis 2020 weiter ansteigen. Mit zunehmender Elektromobilität steigen auch die Bedeutung erneuerbaren Stroms für den Verkehr und der Klimabeitrag. Voraussetzung dafür ist, dass die Erneuerbaren auch bei der Stromerzeugung weiter zunehmen (siehe Kapitel 4). Dies senkt die spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des in Elektroautos eingesetzten Stroms und damit die THG- und Luftschadstoffemissionen des Verkehrs. Nach Berechnungen des UBA sind die durch diese verkehrsbedingten Emissionen verursachten Umweltbelastungen und die daraus resultierenden Umweltkosten erheblich (UBA (2018)). Eine auf erneuerbarem Strom basierende Mobilität kann diese Kosten wesentlich reduzieren.

Regenerativ erzeugte, alternative Kraftstoffe stehen ebenfalls im Fokus des Energiekonzepts und werden zunehmend für Verkehrsträger genutzt, die aus technischen oder ökonomischen Gründen nicht elektrifiziert werden können. Insbesondere der Luft- und Schiffsverkehr können sich perspektivisch nur durch nachhaltige Kraftstoffe auf Basis regenerativer Energien von der Abhängigkeit von fossilen Kraftstoffen lösen. Da das Biomassepotenzial begrenzt ist, müsste der überwiegende Teil dieser Kraftstoffe auf der Basis von regenerativ erzeugter elektrischer Energie hergestellt werden. Hierbei sind Mengenpotenziale sowie Potenziale zur Effizienzsteigerung und Kostensenkung bei der Produktion vorhanden. Dies betrifft insbesondere die notwendigen Elektrolyseure zur Herstellung von Wasserstoff. Die Bundesregierung wird ihre Anstrengungen bei der Forschung (insbesondere im Bereich der Material- und Oberflächenforschung von Elektrolyseuren) weiter erhöhen, um Potenziale zur Steigerung der Effizienz möglichst zeitnah zu heben. Zudem ist damit zu rechnen, dass der Markthochlauf von regenerativ erzeugten Kraftstoffen im Luft- und Seeverkehr zu Skaleneffekten und Effizienzsteigerungen führen wird.

Die Zahl am Markt bereits verfügbarer Brennstoffzellenfahrzeuge wächst, ein Durchbruch braucht aber noch Zeit. Bei der mobilen Anwendung von Brennstoffzellen in Verbindung mit der Wasserstofftechnologie im Fahrzeug wird der elektrische Antrieb über eine Brennstoffzelle mit Strom versorgt, die mit Wasserstoff als Sekundärenergieträger betrieben wird. In Deutschland gibt es derzeit rund 600 Wasserstoff- bzw. Brennstoffzellenfahrzeuge. Seit zehn Jahren fördert die Bundesregierung die Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie. Insgesamt 1,4 Milliarden Euro haben Bund und Industrie im Zeitraum 2006 – 2016 investiert. Zahlreiche Verkehrsprojekte wurden erfolgreich in den Bereichen Straße, Schiene, Luft und Wasser umgesetzt. Die Förderung soll im Zeitraum 2016 – 2026 fortgesetzt werden. Ungefähr 40 Prozent der Mittel sollen für Forschung, Entwicklung, Demonstration und Marktvorbereitung und rund 60 Prozent für jeweils zeitlich begrenzte unterstützende Maßnahmen der Marktaktivierung zur Verfügung stehen. Vertreter der deutschen Wasserstoff- und Brennstoffzellenbranche aus Industrie und Wissenschaft haben im Jahr 2015 dazu ihre Bereitschaft erklärt, in den nächsten zehn Jahren mehr als 2 Milliarden Euro in die Forschung und Entwicklung sowie in den Markthochlauf von entsprechenden Produkten zu investieren. Die Bundesregierung beabsichtigt dazu zusätzlich einen stabilen Förderrahmen von bis zu 1,4 Milliarden Euro in diesem Zeitraum.

Die Infrastruktur für alternative Antriebe und Kraftstoffe erfordert einen beschleunigten Ausbau und einheitliche Standards. Bei der erforderlichen Schaffung eines bedarfsgerechten Ladeinfrastrukturnetzes für batterieelektrische Fahrzeuge sowie von Wasserstofftankstellen für Brennstoffzellenfahrzeuge wurden zuletzt folgende Fortschritte erzielt:

- Am 4. März 2020 hat das Bundeskabinett den Entwurf eines Gesetzes zum Aufbau einer gebäudeintegrierten Lade- und Leitungsinfrastruktur für die Elektromobilität (Gebäude-Elektromobilitätsinfrastruktur-Gesetz, GEIG) beschlossen. Unter bestimmten Voraussetzungen müssen neue Gebäude und bestehende Gebäude bei einer größeren Renovierung künftig mit Leitungsinfrastruktur (geeignete Leitungsführung für Elektro- und Datenleitungen) sowie mindestens einem Ladepunkt ausgestattet werden.
- Am 1. Dezember 2020 ist das Wohnungseigentumsmodernisierungsgesetz (WEMoG) in Kraft getreten, welches den Ausbau von Ladeinfrastruktur bei Eigentümergemeinschaften in Mehrfamilienhäusern erleichtert.
- Die meisten Ladevorgänge finden zu Hause oder am Arbeitsort statt. Mit diesen privaten Normalladepunkten kann ein Großteil der alltäglichen Wegstrecken bewältigt werden. Seit dem 24. November 2020 fördert der Bund über die KfW private Ladestationen und die dazu nötigen Installationsarbeiten mit 900 Euro. Eine Förderrichtlinie für die Förderung von Ladeinfrastruktur am Arbeitsort ist aktuell in Arbeit und soll im Frühjahr 2021 veröffentlicht werden. Für Strecken, die ein Nachladen erfordern, ist eine öffentlich zugängliche Schnellladeinfrastruktur notwendig. Derzeit gibt es noch kein zusammenhängendes und flächendeckendes Schnellladenetz. Rund 33.100 öffentliche und teilöffentliche Ladepunkte für Elektroautos sind im November 2020 im Ladesäulenregister des BDEW erfasst. Dies ist ein Zuwachs von 19 Prozent seit April 2020. Jeder zehnte Ladepunkt ist dabei ein Schnelllader. Über drei Viertel der Ladesäulen werden von der Energiewirtschaft betrieben. Die Schnellladepunkte sind derzeit vor allem an den Metropolen verbindenden Achsen zu finden. So wurden laut BMVI bis Ende 2017 rund 300 der etwa 400 Autobahnstandorte mit Schnellladestationen sowie den entsprechenden Parkplätzen

ausgestattet. Die Ausstattung der noch nicht ausgerüsteten Standorte mit Schnellladestationen läuft weiter. Im Jahr 2021 will der Bund mit einer Ausschreibung von 1.000 Standorten ein Schnellladenetz für Deutschland für Langstreckenfahrten und das schnelle Laden in dicht besiedelten Gebieten schaffen. Pro Standort soll es mehrere Ladepunkte mit einer Mindestleistung von 150 kW geben.

- Das Tankstellennetz für CNG umfasste nach Erhebungen der Initiative Erdgasmobilität Anfang des Jahres 2019 etwa 850 Stationen, die überwiegend in bestehende Tankstellen integriert wurden. In Ulm wurde 2016 die erste LNG-Tankstelle für Lkw eröffnet. Derzeit sind in Deutschland über 20 weitere LNG-Tankstellen auf der Grundlage einer „Connecting Europe Facility (CEF)"-Förderung in Planung. Rund 40 LNG-Tankstellen gingen bis Ende 2020 in Betrieb. Die Möglichkeit zur Bebunkerung von LNG wurde in einigen Häfen geschaffen.
- Mit der Unterstützung durch das Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie der Bundesregierung (NIP) wurde in den letzten Jahren in Deutschland ein Netz an Wasserstoff-Tankstellen für Pkw aufgebaut, das die Grundversorgung in den Ballungsräumen und entlang der verbindenden Autobahnen und Schnellstraßen gewährleistet. Im Dezember 2020 gab es 87 Wasserstofftankstellen für Brennstoffzellenfahrzeuge. Der Aufbau der Wasserstofftankstelleninfrastruktur erfolgt in Deutschland durch die Industrie. Die beteiligten Unternehmen haben die organisatorische Grundlage für den Aufbau eines flächendeckenden Netzwerks von Wasserstofftankstellen und damit eine landesweite Versorgung mit Wasserstoff geschaffen. Die Bundesregierung hat im Nationalen Strategierahmen (NSR) ein Ziel zum Aufbau von rund 400 Wasserstofftankstellen bis zum Jahr 2025 festgelegt, das sich an dem Hochlauf von Fahrzeugen orientieren soll.

Weitere Maßnahmen unterstützen den Aufbau einer flächendeckenden Ladeinfrastruktur. Nach der Änderung der Ladesäulenverordnung können Nutzerinnen und Nutzer mit einem gängigen webbasierten Zahlungsmittel an allen öffentlich zugänglichen Ladepunkten Strom beziehen und bezahlen. Um weitere Akzeptanz für die Elektromobilität zu schaffen und den Kauf eines Elektrofahrzeugs anzureizen, bedarf es einer ausreichenden bedarfsgerechten Ladeinfrastruktur im städtischen und ländlichen Raum. Mit dem Programm Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in Deutschland fördert das BMVI im Zeitraum 2017 bis 2020 eine flächendeckende und bedarfsgerechte Ladeinfrastruktur für batterieelektrische Fahrzeuge mit mindestens 15.000 Ladestationen im gesamten Bundesgebiet. Dieses Programm wird bis zum Jahr 2025 mit 500 Mio. Euro erweitert. Mit der Förderinitiative „Elektro-Mobil" soll Ladeinfrastruktur in signifikantem Umfang aufgebaut und ihre Integration in existierende Verteilernetze erprobt werden. Ein Rechtsgutachten der Bundesregierung hat Klarheit in Bezug auf die Preisangabe an Ladesäulen sowie zur Zulässigkeit verschiedener am Markt befindlicher Tarifmodelle für Ladestrom geschaffen.

Die Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur hat im Oktober 2020 ihre Arbeit aufgenommen. Im Auftrag des BMVI koordiniert und steuert sie unter dem Dach der bundeseigenen NOW GmbH die Aktivitäten zum Ausbau der Ladeinfrastruktur in Deutschland. Um den Bedarf an Ladesäulen besser zu verstehen, erfasst sie relevante Daten. Sie vernetzt alle wichtigen Akteure und gibt ihr Wissen weiter.

Mit dem automatisierten und vernetzten Fahren (AVF) wird die Mobilität im motorisierten

Individualverkehr, im Güterverkehr und im öffentlichen Personenverkehr neu definiert. Automatisiertes und vernetztes Fahren ist eine Zukunftstechnologie an der Schnittstelle von Mobilität und digitalem Fortschritt. Sie kann zum einen zur Erhöhung der Verkehrssicherheit und -effizienz sowie zur Reduktion von Emissionen beitragen. Zum anderen können neue Geschäftsfelder in der Service- und Mobilitätswirtschaft entstehen. Zudem können für mobilitätseingeschränkte Personen neue Möglichkeiten zur Teilhabe an der Mobilität entstehen. Im Rahmen der „Strategie AVF" hat die Bundesregierung Maßnahmen in den Handlungsfeldern Infrastruktur, Recht, Innovation, Vernetzung, IT-Sicherheit und Datenschutz sowie gesellschaftlicher Dialog umgesetzt. Dazu gehört das Achte Gesetz zur Änderung des Straßenverkehrsgesetzes, das für Verbraucher und Industrie mehr Rechtssicherheit schafft für Innovationen im Bereich der hoch- und vollautomatisierten Fahrfunktionen. Auf Grundlage der von der Ethik-Kommission „Automatisiertes und Vernetztes Fahren" vorgelegten Empfehlungen hat die Bundesregierung zudem einen Maßnahmenplan zur Schaffung von Ethikregeln für Fahrcomputer beschlossen. Das Technologieprogramm „IKT für Elektromobilität: intelligente Anwendungen für Mobilität, Logistik und Energie" fördert emissionsfreie, automatisierte und auf Methoden der künstlichen Intelligenz basierende Logistik-, Flotten- und Verkehrsanwendungen im gewerblichen Bereich. Mit dem vorgesehenen Rechtsrahmen zum autonomen Fahren sollen weitere Rechtsgrundlagen zur Einführung entsprechender Systeme in den Regelbetrieb geschaffen werden, um Deutschland als Leitanbieter für das autonome Fahren zu etablieren. In der Binnenschifffahrt fördert das BMVI die Digitalisierung, speziell das automatisierte und vernetzte Fahren, durch die Einrichtung von digitalen Testfeldern. Damit wird der Industrie die Erprobung von Systemen und die Fortsetzung der Entwicklung hin zur hoch- oder sogar vollautomatisierten Navigation in der Binnenschifffahrt ermöglicht.

Die Bundesregierung unterstützt Überlegungen der Wirtschaft, eine eigene Batteriezellenproduktion aufzubauen. So wollen Deutschland und Frankreich gemeinsam mit anderen europäischen Staaten als Teil einer neuen europäischen Industriestrategie den Aufbau einer europäischen Produktion von Batteriezellen für E-Autos unterstützen. Ziel einer in diesem Zusammenhang geplanten Förderung ist es, einen Verbund für die Herstellung von Batteriezellen der neuesten Generation sowie die dafür notwendigen Wertschöpfungsnetzwerke von der Bereitstellung der Batteriematerialien bis hin zum Batterierecycling zu schaffen. Begleitet werden muss dies durch eine Stärkung der Batteriezellenforschung. Im Rahmen des Konjunkturpakets vom 3. Juni 2020 wurden die Finanzmittel für die Batteriezellfertigung nochmals um 1,5 Mrd. Euro auf 3 Mrd. Euro aufgestockt. Sie dienen der Finanzierung der deutschen Projekte im Rahmen des europäischen Verbundes „Important Projekt of Common European Interest" (IPCEI).

Das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur engagiert sich im IPHE (International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy) als globalem Forum, um Aktivitäten verschiedener Sektoren international zu bündeln und abzustimmen. Ein wichtiges Thema ist in diesem Kontext beispielsweise die Setzung verlässlicher internationaler Nachhaltigkeitsstandards und (Herkunfts-)Nachweise für Strom aus erneuerbaren Energien sowie für grünen Wasserstoff und seine Folgeprodukte. Derartige Standards müssen auf europäischer Ebene für den gesamten Binnenmarkt geschaffen werden.

Maßnahmen im Rahmen des Klimaschutzes und Maßnahmen des Konjunkturpakets zur Bewältigung der wirtschaftlichen Folgen der Corona-Pandemie – Förderung alternativer Antriebe und Kraftstoffe sowie der zugehörigen Lade- und Tankinfrastruktur

- Kaufprämie für Nutzfahrzeuge mit alternativen Antrieben: rund 1,2 Mrd. Euro (2021 bis 2023)
- Fördermittel für Investitionen in die Lade- und Tankinfrastruktur für Pkw und Nutzfahrzeuge aus den Energie- und Klimafonds (EKF) in Höhe von rund 4 Mrd. Euro (2020 – 2023)
- Fördermittel für alternative Kraftstoffe in Höhe von rund 1 Mrd. Euro (2020 – 2023)
- Zusätzliche Mittel für den Ausbau der Ladesäulen-Infrastruktur, die Förderung von Forschung und Entwicklung im Bereich der Elektromobilität und der Batteriezellfertigung in Höhe von 2,5 Mrd. Euro
- Umsetzung der Nationalen Wasserstoffstrategie mit einem Gesamt-Finanzvolumen von 7 Mrd. Euro (für nationale Vorhaben), u. a. ein Förderprogramm zur Produktion und zum Einsatz nachhaltiger strombasierter Kraftstoffe für den Luft- und Seeverkehr mit einem Gesamtvolumen von knapp 600 Mio. Euro

Die Verlagerung von Teilen des Personen- und Güterverkehrs auf die Schiene sowie auf öffentliche Verkehrsmittel ist ein wichtiger Faktor für die Energiewende im Verkehr. Mit einer Veränderung des Modal Split zugunsten des Schienen- und öffentlichen Verkehrs könnte ein signifikanter Beitrag zur Erreichung der Einsparziele am Endenergieverbrauch und zur Reduktion der CO_2-Emissionen im Verkehrssektor (42-prozentige Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2030 gegenüber 1990 gem. Bundes-Klimaschutzgesetz und 20-prozentige Reduktion des Endenergieverbrauchs bis 2030 gegenüber 2005) geleistet werden. Der Deutschlandtakt soll gemeinsam mit dem am 30. Juni 2020 unterzeichneten Schienenpakt langfristig einen Beitrag für die Verdopplung der Fahrgastzahlen im Schienenpersonenverkehr sowie die Erhöhung des Anteils des Schienengüterverkehrs auf mindestens 25 Prozent am gesamten Güterverkehr bis 2030 leisten.

Um die Wettbewerbsposition des Schienengüterverkehrs gegenüber dem Straßengüterverkehr zu verbessern, bedarf es eines digitalisierten und automatisierten Schienengüterverkehrs. Ein Schwerpunkt zum Erreichen des Verlagerungsziels bis 2030 ist die Digitalisierung der Schiene (Leit- und Sicherungstechnik des Schienennetzes, digitale Stellwerke, digitaler Bahnbetrieb etc.), die vorangetrieben werden soll. Die Automatisierung des Güterverkehrs und das automatisierte Fahren auf der Schiene sollen durch Forschung und Förderung unterstützt werden. Wichtige Maßnahmen sind die Digitalisierung und Automatisierung der Zugbildung (Testfeld in München-Nord ist 2020 gestartet), die europaweite Einführung einer Digitalen Automatischen Kupplung und das Bundesprogramm „Zukunft Schienengüterverkehr“ mit den Erprobungen und Markteinführungen innovativer Technologien für den Schienengüterverkehr. Darüber hinaus unterstützt die Bundesregierung den Neu- und Ausbau von Umschlaganlagen des Kombinierten Verkehrs (KV) sowie von Gleisanschlüssen bei Unternehmen mit finanziellen Zuschüssen für die Errichtung der Infrastruktur (Digitalisierung von KV-Terminals und Automatisierung des Betriebs zur Reduzierung der Umschlagzeiten und der Aufenthaltszeiten aller Transportmittel; multimodale Zugangspunkte zur Schiene in Kundennähe und in der Nähe von Verkehrsknotenpunkten).

Mit der Umsetzung des „Masterplans Schienengüterverkehr" wird der Schienengüterverkehr weiter gestärkt. Insgesamt enthält der Masterplan 66 Maßnahmen zur Umsetzung. Die Richtlinie zur Förderung des Schienengüterverkehrs über eine anteilige Finanzierung der genehmigten Trassenentgelte ist eine zentrale Maßnahme und sieht vor, durch zusätzliche Bundesmittel einen Anreiz zu setzen, die Preise im Schienengüterverkehr zu reduzieren und Güterverkehre von der Straße auf die Schiene zu verlagern. Sie trat im Dezember 2018 in Kraft. Eine weitere Maßnahme aus dem „Masterplan Schienengüterverkehr" ist die im Dezember 2020 gestartete Anlagenpreisförderung mit Fokus auf dem Einzelwagenverkehr. Die Wettbewerbsfähigkeit des Schienengüterverkehrs soll dadurch verbessert werden.

Um die Chancen des Öffentlichen Personenverkehrs (ÖPV) im Wettbewerb mit dem motorisierten Individualverkehr stärker zu nutzen, muss er konsequent und flächendeckend gestärkt werden. Die Zuständigkeit für Planung, Ausgestaltung, Organisation und Finanzierung des ÖPNV einschließlich des Schienenpersonennahverkehrs liegt bei den Ländern bzw. den Kommunen. Der Bund unterstützt die Länder und Kommunen jedoch in erheblichem Umfang bei der Finanzierung des ÖPNV. So hat er die Regionalisierungsmittel im Jahr 2016 deutlich auf 8,2 Milliarden Euro erhöht. Im Jahr 2018 betrugen die Regionalisierungsmittel rund 8,5 Milliarden Euro. Im Rahmen des Klimaschutzpakets der Bundesregierung werden die Regionalisierungsmittel ab dem Jahr 2020 erneut angehoben. Einmalig in 2020 wurden zusätzlich Mittel zum Ausgleich von Schäden aufgrund der Corona-Pandemie in Höhe von 2,5 Mrd. Euro bereitgestellt. Der Betrag im Jahr 2031 beträgt unter Berücksichtigung der jährlichen Dynamisierung um 1,8 Prozent dann rund 11,3 Milliarden Euro. Darüber hinaus hat der Bund die Länder im Jahr 2020 über eine einmalige Erhöhung der Regionalisierungsmittel in Höhe von 2,5 Mrd. Euro unterstützt, um die Auswirkungen der Corona-Pandemie abzufedern. Die Bundesfinanzhilfen des GVFG-Bundesprogramms werden von rund 333 Millionen Euro jährlich auf 1,0 Milliarde Euro jährlich ab dem Jahr 2021 erhöht, für das Jahr 2025 erfolgt eine weitere Erhöhung auf 2,0 Milliarden Euro, ab dem Jahr 2026 werden diese Mittel mit 1,8 Prozent jährlich dynamisiert. Außerdem erhalten die Länder ab dem Jahr 2020 einen höheren Anteil aus dem Umsatzsteueraufkommen als Ersatz für die Ende 2019 ausgelaufenen Entflechtungsmittel.

Der ÖPV sollte in Zukunft einen größeren Beitrag zur Erreichung der Energiewende-Ziele leisten. Die Bundesregierung hat deshalb im Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 festgelegt, den Beitrag des ÖPV zum Klimaschutz zu stärken und ihn insgesamt klimaschonender zu gestalten. Nicht zuletzt fördert die Bundesregierung das betriebliche Mobilitätsmanagement sowie Innovationen im ÖPNV, wie etwa ein verbessertes Fahrgastinformationssystem und elektronische Tickets. Im Rahmen der Initiative Digitale Vernetzung im ÖPNV werden solche Aktivitäten unterstützt. Um den Fernverkehr auf der Schiene deutlich zu stärken und so mehr Fahrgäste von Direktverbindungen im Fernverkehr profitieren zu lassen, soll die Umsetzung des Deutschlandtakts vorangetrieben werden. Mithilfe des Deutschlandtakts sollen dabei Züge besser aufeinander abgestimmt und dadurch Umsteige- und Reisezeiten gesenkt werden – von der regionalen Strecke bis zu den Hauptverkehrsachsen. Er integriert Nah- und Fernverkehr und wird zusammen mit den Ländern umgesetzt, die für das Angebot im Schienenpersonennahverkehr verantwortlich sind. Die erforderlichen Infrastrukturmaßnahmen werden ab dem Jahr 2020 schritt-

weise in Etappen realisiert. Darüber hinaus gilt es, den Ausbau der Straßen-, Stadt- und U-Bahnnetze und die Elektrifizierung des städtischen Busverkehrs weiter voranzutreiben.

Im Oktober 2018 startete das BMVI das „Zukunftsbündnis Schiene" mit Vertretern aus Politik, Wirtschaft und Verbänden. Mit dem „Masterplan Schienenverkehr" und dem am 30. Juni 2020 von Vertretern aus Politik, Wirtschaft und Verbänden beschlossenen „Schienenpakt" wird das Ziel verfolgt, bis zum Jahr 2030 doppelt so viele Bahnkundinnen und Bahnkunden im Schienenpersonenverkehr zu gewinnen sowie mehr Güterverkehr auf die umweltfreundliche Schiene zu verlagern und dessen Anteil am Modal Split auf mindestens 25 Prozent zu steigern.

Um dieses Ziel zu erreichen, sind in den kommenden Jahren erhebliche Investitionen in die Schieneninfrastruktur erforderlich. Hohe finanzielle Vorbelastungen durch die laufenden Vorhaben minimierten den Spielraum für neue Vorhaben in den letzten Jahren weitgehend, so dass in der Vergangenheit zeitliche Verschiebungen neu zu beginnender Vorhaben unvermeidlich waren. Mit dem nunmehr in der Finanzplanung verankerten deutlichen Anstieg der Investitionsmittel bis 2023 auf 2,0 Mrd. Euro kann zumindest ein wesentlicher Teil der wichtigsten engpassauflösenden Maßnahmen des Vordringlichen Bedarfs des Bedarfsplans („Top 12"), zu denen Großvorhaben wie die Strecken Frankfurt a. M. – Mannheim – Karlsruhe – Basel, Hanau – Würzburg/Fulda – Erfurt, Hamburg – Hannover (Alpha E), Hof – Regensburg sowie alle Großknoten und der Rhein-Ruhr-Express zählen, zügig in die Realisierung gebracht werden. Auch die auf Grundlage des Staatsvertrages mit dem Königreich Dänemark verpflichtend zu realisierende Hinterlandanbindung der Fehmarnbeltquerung ist damit finanziell gesichert. Bei einem Gesamtmittelbedarf des Bedarfsplans für die Jahre 2021ff. von über 80 Mrd. Euro (davon Top 12: 42 Mrd. Euro) fehlen bei Zugrundelegung der aktuellen Finanzlinie für eine vollständige Realisierung aller Vorhaben bis Mitte der 40er Jahre knapp 30 Mrd. Euro, davon gut 12 Mrd. Euro bis 2030. Eine strategische Priorisierung der wichtigen Maßnahmen muss deshalb beständig verfolgt werden. Um zumindest die wichtigsten engpassauflösenden Maßnahmen bis 2030 beginnen zu können, ist in den kommenden Jahren eine weitere kontinuierliche Erhöhung und langfristige Verstetigung der Höhe der Finanzlinie zwingend erforderlich. Schrittweise wäre das Investitionsniveau des Bedarfsplans wieder auf etwa 3 Mrd. Euro p. a. zu erhöhen, was den in den 90er Jahren im Bedarfsplanbereich umgesetzten Werten entspricht. Sofern dieses angestrebte Niveau spätestens in der zweiten Hälfte der 20er Jahre erreicht werden soll, muss die Finanzlinie auch 2024ff. durchschnittlich um 0,2 Mrd. Euro p. a. erhöht werden. Der Bund stellt u. a. für die Realisierung des Starterpakets „Digitale Schiene Deutschland" in Jahresscheiben bis 2030 rund 4,7 Mrd. Euro zur Verfügung. Damit sollen das europäische Zugsicherungs- und -steuerungssystem ETCS (European Train Control System) sowie DSTW (Digitale Stellwerke) bei drei ausgewählten Projekten zum Einsatz kommen. In der Metropolregion Stuttgart wird das System seine Leistungsfähigkeit im dicht getakteten S-Bahnverkehr unter Beweis stellen, bei der Schnellfahrstrecke Köln–Rhein/Main im Hochgeschwindigkeitsverkehr und beim transeuropäischen Korridor Skandinavien – Mittelmeer im internationalen Verkehr. Im August 2020 haben BMVI und DB Netz AG für die Metropolregion Stuttgart eine entsprechende Finanzierungsvereinbarung unterzeichnet. Weitere Vereinbarungen sind in 2021 geplant. Nach Einschätzung der Deutschen Bahn (DB) AG versprechen die

neuen Technologien deutlich mehr Kapazität im Schienennetz, höhere Qualität und Pünktlichkeit, weniger Kosten in Instandhaltung und Betrieb durch die moderne, einheitliche Anlagenarchitektur, europäische Interoperabilität der Systeme sowie eine verbesserte Energieeffizienz.

Damit die verschiedenen Infrastrukturmaßnahmen zeitnah in Betrieb gehen können, ist eine beschleunigte Umsetzung dieser Projekte erforderlich. Zu Beginn des Jahres 2020 haben Bundestag und Bundesrat zwei vom BMVI vorgelegte Gesetze zur Planungs- und Realisierungsbeschleunigung von Infrastrukturmaßnahmen verabschiedet: Gesetz zur Vorbereitung der Schaffung von Baurecht durch Maßnahmengesetz im Verkehrsbereich (Maßnahmengesetzvorbereitungsgesetz, MgvG) und Gesetz zur weiteren Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren im Verkehrsbereich. Das MgvG sieht vor, dass zwölf Infrastrukturvorhaben per Maßnahmengesetze anstatt behördlicher Verwaltungsakte genehmigt werden können. Im Bereich des Schienenverkehrs sollen so sieben Projekte beschleunigt realisiert werden. Diese Initiative wird ergänzt um das vom Bundestag im November 2020 beschlossene Investitionsbeschleunigungsgesetz. Für den Schienenverkehr bedeutet dies, dass für bestimmte Baumaßnahmen künftig keine Genehmigung durch ein Planfeststellungsverfahren mehr notwendig sein wird. Zu diesen Maßnahmen gehören die Elektrifizierung von Bahnstrecken, die Ausstattung mit digitaler Signal- und Sicherungstechnik, der barrierefreie Umbau, die Erhöhung oder Verlängerung von Bahnsteigen und die Errichtung von Schallschutzwänden. Ferner gehören hierzu der Bau von Gleisanschlüssen bis 2000 Meter Länge sowie von Zuführungs- und Industriestammgleisen bis 3000 Meter Länge.

Maßnahmen im Rahmen des Klimaschutzes und Maßnahmen des Konjunkturpakets zur Bewältigung der wirtschaftlichen Folgen der Corona-Pandemie – Stärkung des Schienenverkehrs und des Öffentlichen Personennahverkehrs

- Mittel in Höhe von 11 Mrd. Euro (bis 2030) für die Deutsche Bahn (DB) AG in Form einer Eigenkapitalaufstockung sowie als Baukostenzuschüsse für Infrastrukturinvestitionen u. a. für Projekte zur Realisierung von Etappen des Deutschland-Taktes. Zusätzlich Mittel in Höhe von bis zu 5 Mrd. Euro im Jahr 2021, um Schäden im Zusammenhang mit der Corona-Pandemie auszugleichen
- Zusätzliches Personal bei dem für Planfeststellungen und Genehmigungen zuständigen Eisenbahn-Bundesamt (EBA)
- Reduktion des Umsatzsteuersatzes im Schienenpersonenfernverkehr von 19 Prozent auf 7 Prozent ab dem 01.01.2020 (im Rahmen des Corona-Hilfspakets weitere Senkung des Umsatzsteuersatzes von 7 Prozent auf 5 Prozent für die Zeit vom 01.07.2020 bis zum 31.12.2020). Damit einhergehend: Erhöhung der Luftverkehrsteuer (seit dem 1. April 2020)
- Verhinderung von Dumpingpreisen bei Flugtickets (Preis nicht unterhalb der anwendbaren Steuern, Zuschläge, Entgelte und Gebühren) bei der Revision der Verordnung (EG) Nr. 1008/2008
- Erhöhung und Dynamisierung der Regionalisierungsmittel im Umfang von 5,2 Mrd. Euro (bis 2031) zzgl. weiterer Mittel zum Ausgleich von Schäden aufgrund der Corona-Pandemie (einmalig im Jahr 2020 in Höhe von 2,5 Mrd. Euro)
- Erhöhung der Mittel nach dem Gemeindeverkehrsfinanzierungsgesetz (GVFG) auf 2 Mrd.

Euro p.a. (ab 2025) und Förderquoten des Bundes von bis zu 90 Prozent
- Modellprojekte für ÖPNV-Jahrestickets: Mittel für kommunale Modellprojekte zur Stärkung des ÖPNV in Höhe von insgesamt 300 Mio. Euro (2020 – 2023)
- Mittel zur Förderung von Bussen mit alternativen Antrieben in Höhe von mehr als 1 Mrd. Euro (2020 – 2023, Bundes-Anteil)

Schienengüterverkehr:

- Zusätzliche Mittel in Höhe von 175 Mio. Euro für die Verlängerung der Trassenpreisförderung über den 30. Juni 2023 hinaus
- Mittel in Höhe von 160 Mio. Euro in den Jahren 2020 bis 2023 für die Förderung der Anlagenpreise im Schienengüterverkehr mit Schwerpunkt auf dem Einzelwagenverkehr
- Stärkung des Bundesprogramms „Zukunft Schienengüterverkehr“ um 40 Mio. Euro (in den Jahren 2020 bis 2023)

Der Bundesverkehrswegeplan (BVWP) besitzt als zentrales Infrastrukturinstrument das Potenzial, die Verlagerung auf effiziente und emissionsarme Verkehrsträger voranzutreiben. Der im Jahr 2016 verabschiedete Bundesverkehrswegeplan 2030 bildet die Grundlage für den Erhalt und Ausbau der Verkehrsinfrastruktur des Bundes. Der BVWP 2030 und die daraus abgeleiteten Ausbaugesetze für Straße, Schiene und Wasserstraßen beeinflussen in einem gewissen Umfang den Energieverbrauch im Verkehrssektor und damit die Erreichung der Ziele der Energiewende bis zum Jahr 2030 und darüber hinaus. Die im Vordringlichen Bedarf des BVWP enthaltenen Neu- und Ausbauprojekte im Schienen- und Wasserstraßennetz führen zu einer Verlagerung von Verkehrsströmen, so dass sich der Energieaufwand und damit die CO_2-Emissionen vermindern. In Summe führt der BVWP 2030 zu einer Einsparung von bis zu 0,4 Millionen Tonnen CO_2 pro Jahr. Dies entspricht rund 0,2 Prozent der derzeitigen Emissionen des Verkehrssektors. Erstmals findet im BVWP auch die Radverkehrsinfrastruktur Erwähnung, insbesondere eine Beteiligung des Bundes am Bau von Radschnellwegen.

Maßnahmen im Rahmen des Klimaschutzes und Maßnahmen des Konjunkturpakets zur Bewältigung der wirtschaftlichen Folgen der Corona-Pandemie – Offensive für den Radverkehr

- Mittel in Höhe von 900 Mio. Euro zusätzlich im Bundeshaushalt (Finanzplan bis 2023)
- BMVI wird erstmals in die Lage versetzt, auch Infrastrukturprojekte der Länder und Kommunen vor Ort zu fördern
- Umsetzung konkreter Maßnahmen aus dem Finanzhilfe-Sonderprogramm „Stadt und Land“ durch eine Bund-Länder-Verwaltungsvereinbarung und den beiden ebenfalls zusätzlichen Programmen „Radnetz Deutschland“ und der Förderung von Modellvorhaben des Radverkehrs

Maßnahmen im Rahmen des Klimaschutzes und Maßnahmen des Konjunkturpakets zur Bewältigung der wirtschaftlichen Folgen der Corona-Pandemie – CO_2-Bepreisung (für Verkehr und Wärme)

- Festpreissystem im Zeitraum 2021 bis 2025 (25 Euro/t bis auf 55 Euro/t CO_2)
- Emissionshandel mit Korridor zwischen 55 Euro/t und 65 Euro/t ab 2026 (Überprüfung in 2025)
- Zur Abfederung von Härten: Anhebung der Pendlerpauschale auf 35 Cent/km ab 21. Kilometer (2021 bis Ende 2026)

Transparenz, Beteiligung und Akzeptanz im Verkehrssektor

Forschungsinitiative mFUND

Mit der Forschungsinitiative mFUND stellt das BMVI bis 2020 Fördermittel in Höhe von 150 Millionen Euro für digitale datenbasierte Innovationen für die Mobilität 4.0 zur Verfügung.

- Ziel ist es, Mobilität über alle Verkehrsträger effizienter, sicherer und umweltfreundlicher zu machen und mit offenen Verwaltungsdaten neue Geschäftsfelder zu erschließen.
- In der mFUND-Förderlinie 2 (Projekte bis 3 Millionen Euro Förderung) wurden bisher vier Förderaufrufe veröffentlicht, eine Förderung in Förderlinie 1 (Fördersumme bis 100 Tsd. Euro) kann laufend und ohne Stichtag beantragt werden.
- Die Umsetzung des mFUND begleiten Veranstaltungen, wie z. B. mFUND-Konferenzen, Start-up Pitches, Hackathons, und Internet-Kommunikation.
- So werden kreative Akteure aus Start-ups, Verbänden und Hochschulen zusammengeführt und die Vernetzung zwischen Akteuren aus Politik, Wirtschaft und Forschung ermöglicht.

Öffentlichkeitsbeteiligung im Bundesverkehrswegeplan 2030

Das BMVI hat die Beteiligung von Fachöffentlichkeit und Bürgern bei der Erstellung des BVWP 2030 gegenüber früheren Bundesverkehrswegeplänen deutlich ausgeweitet. Dies betrifft alle Phasen:

- In der Konzept- und Prognosephase wurden seit 2011 in einem transparenten Prozess unter Beteiligung von Fachleuten und Öffentlichkeit die Bewertungsmethodik sowie die Leitlinien des BVWP bestimmt. Zudem wurde eine aktualisierte Verkehrsprognose für das Jahr 2030 erarbeitet.
- Ab 2012 erfolgte die Bewertungsphase mit der Prüfung und Bewertung der u. a. auch von Verbänden und Bürgern angemeldeten Projekte.
- Zum Entwurf des BVWP 2030 konsultierte das BMVI in der Beteiligungs-, Abstimmungs- und Beschlussphase u. a. Länder, Bundesressorts, Verbände und Bürger.

Wesentliche bisherige Maßnahmen im Verkehrssektor

Übergreifend

- Neues Prüfverfahren „World Harmonized Light Vehicle Test Procedure (WLTP)“
- Weiterentwicklung der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (MKS) 2013
- Berufung einer Nationalen Plattform „Zukunft der Mobilität“
- Strategie automatisiertes und vernetztes Fahren
- Maßnahmenplan zur Schaffung von Ethikregeln für Fahrcomputer
- Reform der EU-Verordnungen zur Verringerung der CO_2-Emissionen bei neuen Pkw und leichten Nutzfahrzeugen
- EU-Verordnung zur Verringerung der CO_2-Emissionen bei schweren Nutzfahrzeugen
- EU-Verordnung zu nationalen THG-Minderungsbeiträgen außerhalb des ETS 2021 – 2030 (siehe Kapitel 3)
- Maßnahmen im Verkehr im Klimaschutzprogramm 2030/Bundes-Klimaschutzgesetz (siehe Kapitel 8)
- Weiterentwicklung (CO_2-Komponente) der Lkw-Maut/Anpassung der europäischen Wegekostenrichtlinie

- Forschungsagenda „Nachhaltige urbane Mobilität“
- Förderprogramme für energieeffiziente und/oder CO_2-arme schwere Nutzfahrzeuge
- Förderrichtlinie „MobilitätsWerkStadt 2025“
- Förderrichtlinie „MobilitätsZukunftsLabor 2050“

Elektromobilität – Alternative Kraftstoffe – Tank- und Ladeinfrastruktur

- Marktanreizpaket Elektromobilität
- Förderprogramm „Elektromobilität vor Ort“
- Verordnung über technische Mindestanforderungen an den sicheren und interoperablen Aufbau und Betrieb von öffentlich zugänglichen Ladepunkten für Elektromobile (Ladesäulenverordnung)
- Masterplan Ladeinfrastruktur
- Förderrichtlinie Ladeinfrastruktur
- Förderprogramm „Erneuerbar Mobil“
- Zweites Gesetz zur Änderung des Energiesteuer- und des Stromsteuergesetzes
- Mautaussetzung für Elektro- (z. Zt. unbefristet) und LNG-Lkw (bis Ende 2023)
- Taskforce LNG in schweren Nutzfahrzeugen
- Projekt H2-Mobility
- Forschungsprogramm „Maritime Technologien der nächsten Generation“ (bis Ende 2017)
- Maritimes Forschungsprogramm (seit 1. Januar 2018)
- Entwurf eines Gesetzes zum Aufbau einer gebäudeintegrierten Lade- und Leitungsinfrastruktur für die Elektromobilität (Gebäude-Elektromobilitätsinfrastruktur-Gesetz – GEIG)

Verlagerung auf umweltfreundliche Verkehrsträger

- Einberufung des „Zukunftsbündnis Schiene“ mit Vertretern aus Politik, Wirtschaft und Verbänden, Verabschiedung des „Masterplans Schienenverkehr“ und des „Schienenpaktes“
- Umsetzung des „Masterplans Schienengüterverkehr“
- Förderung von Investitionen in die Schieneninfrastruktur
- Stärkung des Schienengüterverkehrs, z. B. durch Förderung der Trassen- und Anlagenpreise sowie durch Innovationsförderung
- Nationaler Radverkehrsplan (NRVP)
- Förderung von investiven Modellvorhaben des Radverkehrs
- Bundesverkehrswegeplan (BVWP) 2030
- Regierungsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie 2016 – 2026 – von der Marktvorbereitung zu wettbewerbsfähigen Produktionen
- Förderung des kombinierten Verkehrs (Inter- und Multimodalität)
- Verlagerung von Stadt-Umland-Verkehren auf die Schiene fördern – Verbesserung der Luftqualität in den Städten

8. Treibhausgasemissionen



Wo stehen wir?

Im Jahr 2019 wurden im Vergleich zum Jahr 1990 laut Umweltbundesamt insgesamt 35,1 Prozent weniger Treibhausgasemissionen (ohne Landnutzungsänderung) ausgestoßen. Somit sind die Emissionen im Jahr 2019 gegenüber dem Jahr 2018 um 5,4 Prozent gesunken. Hierzu trug insbesondere ein erneut starker Rückgang der THG-Emissionen in der Energiewirtschaft bei. Die Emissionen des Verkehrs und der Gebäude stiegen jedoch gegenüber dem Vorjahr.

Die Auswirkungen der Covid-19-Pandemie auf die Zielerreichung im Jahr 2020 (Minderung um mindestens 40 Prozent gegenüber 1990) sind noch nicht abschätzbar. Voraussichtlich wird die Pandemie zu weiteren Reduktionen beitragen.

Im Lichte der Ergebnisse des Klimaschutzübereinkommens von Paris (siehe Kapitel 3) hat die Bundesregierung im November 2016 den Klimaschutzplan 2050 beschlossen. Er ist die nationale Langfriststrategie der Bundesregierung, gibt eine wichtige Orientierung für die Zeit nach dem Jahr 2020 und setzt für die einzelnen Emissionssektoren bis zum Jahr 2030 konkrete Ziele. Diese Sektorziele stehen zugleich im Einklang mit den derzeitigen EU-Zielen.

Was ist neu?

2019 wurde der Kabinettausschuss Klimaschutz, das sogenannte Klimakabinett, einberufen. Um die Sektorziele 2030 des Klimaschutzplans 2050 sicher zu erreichen, hat die Bundesregierung das Klimaschutzprogramm 2030 mit zahlreichen Treibhausgasminderungsmaßnahmen sowie das Bundes-Klimaschutzgesetz beschlossen.

Das Bundes-Klimaschutzgesetz schreibt auf der Grundlage des Klimaschutzplans 2050 Jahresemissionsmengen für alle Sektoren bis zum Jahr 2030 fest. Die Bundesregierung wird die Umsetzung der Maßnahmen des Aktionsprogramms Klimaschutz 2020 weiterhin begleiten und ihre Minderungswirkung bewerten. Dazu wurde der Klimaschutzbericht 2019 am 19. August 2020 im Kabinett beschlossen.

Der Stand der Umsetzung der Maßnahmenprogramme, also des Klimaschutzprogramms 2030 sowie möglicher künftiger Sofortprogramme und Maßnahmen der Bundesregierung nach § 8 des Bundes-Klimaschutzgesetzes, werden im Rahmen zukünftiger Klimaschutzberichte evaluiert. Alle Maßnahmen werden hinsichtlich ihrer ökonomischen, ökologischen und sozialen Folgen wissenschaftlich bewertet.

	2018	2019	2020	2030	2040	2050
TREIBHAUSGASEMISSIONEN						
Treibhausgasemissionen (ggü. 1990)*	-31,5 %	-35,1 %	mindestens -40 %	mindestens -55 %		Treibhausgas-neutralität

* Die angegebenen Ziele für die Jahre 2020, 2030, 2040 und 2050 stellen die derzeit bestehenden, politischen Treibhausgasminderungsziele Deutschlands dar.

Im letzten Jahr hat die Bundesregierung mit dem Bundes-Klimaschutzgesetz Jahresemissionsmengen für alle Sektoren beschlossen, die in der folgenden Tabelle (siehe Tabelle 8.1) aufgeführt sind.

Tabelle 8.1: Sektorspezifische Jahresemissionsmengen

Jahresemissionsmenge (Mio. t CO_2e)	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
Energiewirtschaft	280		257								175
Industrie	186	182	177	172	168	163	158	154	149	145	140
Gebäude	118	113	108	103	99	94	89	84	80	75	70
Verkehr	150	145	139	134	128	123	117	112	106	101	95
Landwirtschaft	70	68	67	66	65	64	63	61	60	59	58
Abfallwirtschaft und Sonstiges	9	9	8	8	7	7	7	6	6	5	5
Summe	**813**										**543**

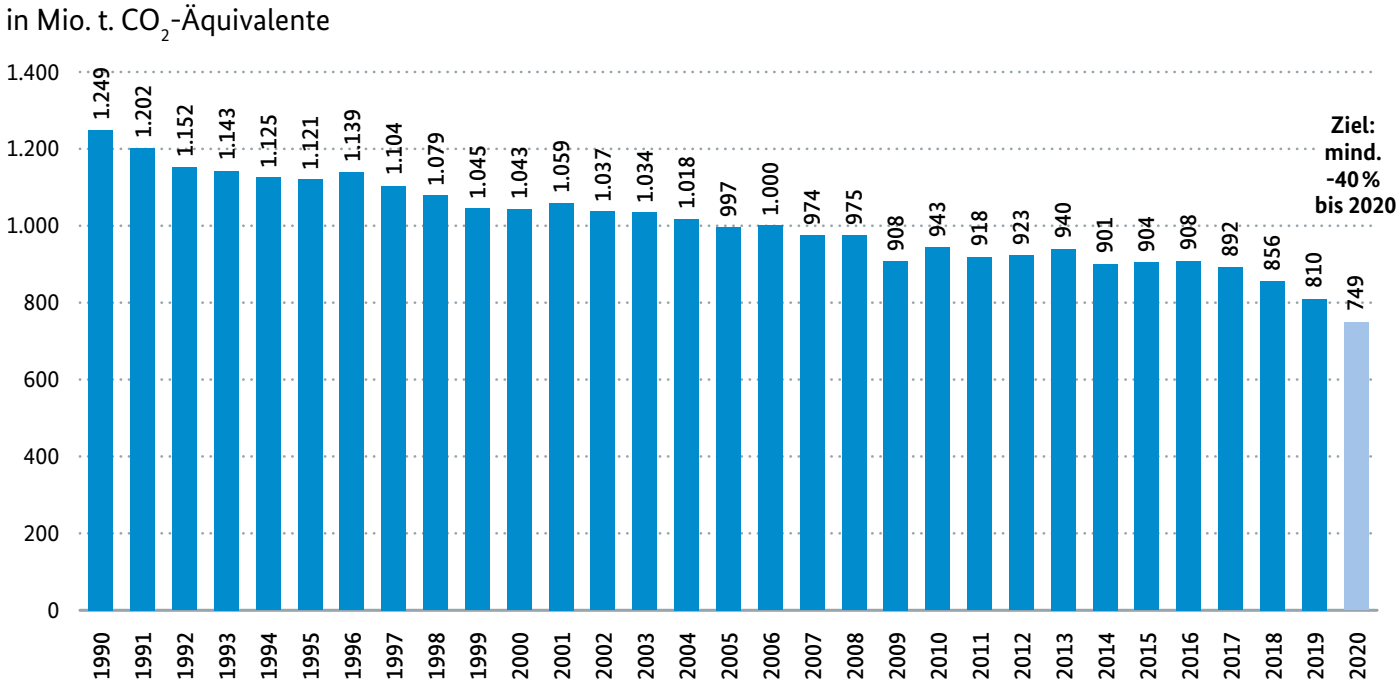
Quelle: Bundes-Klimaschutzgesetz vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2513), Anlage 2 zu § 4

8.1 Gesamte Treibhausgasemissionen

Seit dem Jahr 1990 sind die gesamten Treibhausgasemissionen in Deutschland bis zum Jahr 2019 nach Berechnungen des Umweltbundesamtes (UBA) um 35,1 Prozent gesunken. Im Jahr 2019 wurden rund 810 Millionen Tonnen Treibhausgase (CO_2-Äquivalente (CO_2-Äq.)) freigesetzt (siehe Abbildung 8.1). Der Rückgang gegenüber dem Jahr 2018 betrug etwa 46,1 Millionen t, respektive 5,4 Prozent, vor allem bedingt durch den Rückgang der Emissionen aus der Energiewirtschaft. Die Treibhausgasemissionen Deutschlands entsprechen etwa einem Fünftel der jährlichen Treibhausgasemissionen der Europäischen Union.

Abbildung 8.1: Zielsteckbrief: Treibhausgasemissionen in Deutschland

Ziel 2020	Reduktion der Treibhausgasemissionen um mindestens 40 Prozent (ggü. 1990)
Stand 2019	-35,1 Prozent

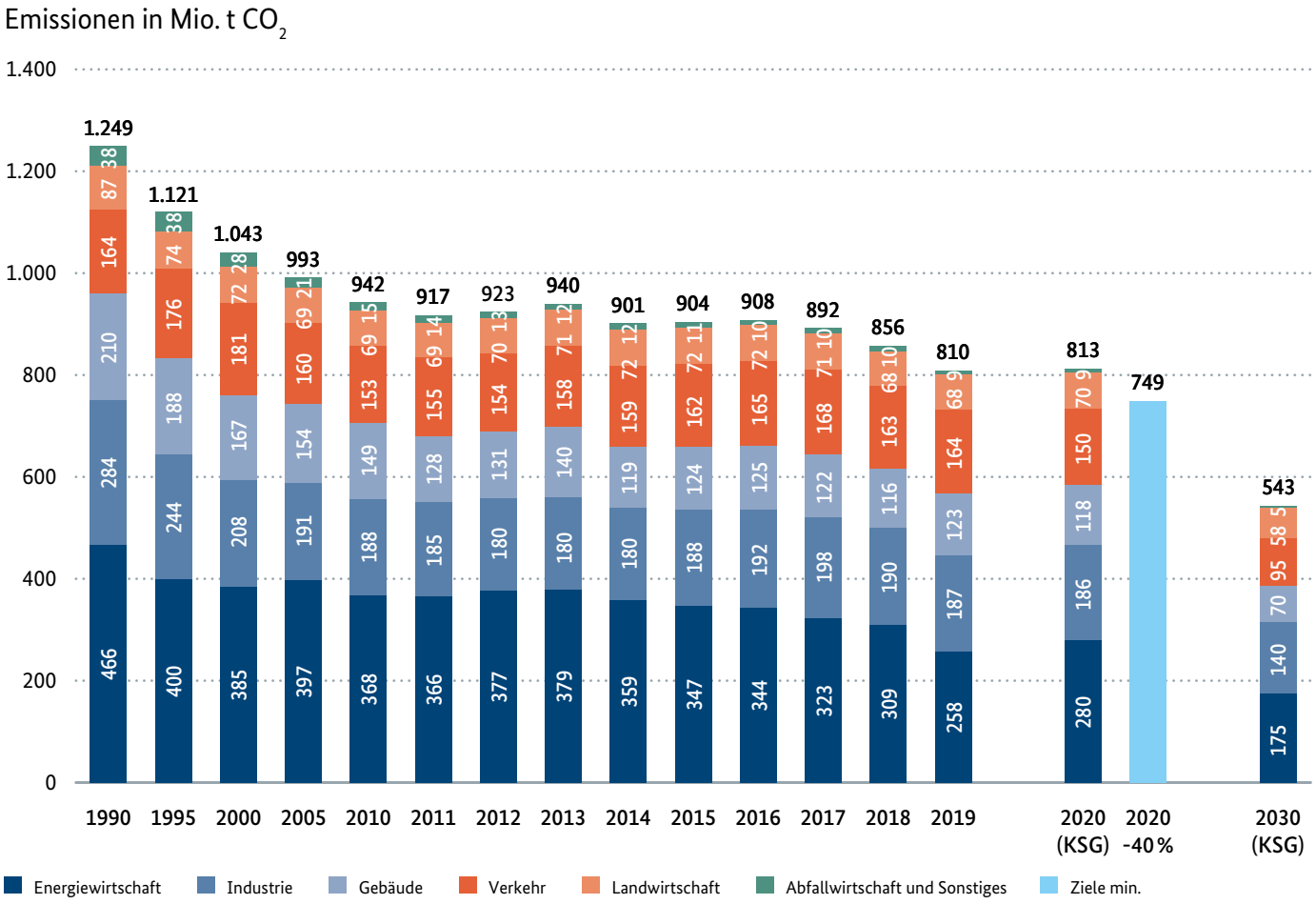


Quelle: UBA 01/2021

Trend	●●●●○
Maßnahmen	Aktionsprogramm Klimaschutz 2020

Bei den Gesamtemissionen des Jahres 2019 entfiel der größte Anteil auf die Energiewirtschaft mit 31,9 Prozent. Zweitgrößter Verursacher von Emissionen war die Industrie mit 23,1 Prozent, gefolgt vom Verkehrssektor mit 20,3 Prozent und dem Gebäudebereich mit 15,2 Prozent. Die Landwirtschaft trägt mit rund 8,4 Prozent zu den Gesamtemissionen bei. Die restlichen gut 1 Prozent werden durch den Bereich Abfall und Sonstige verursacht (siehe Abbildung 8.2).

Abbildung 8.2: Treibhausgasemissionen nach Sektoren (gemäß Klimaschutzplan 2050)



Quelle: UBA 01/2021

Der Verkehrssektor setzte mehr Treibhausgasemissionen als im Vorjahr frei. Insgesamt emittierte der Verkehrssektor im Jahr 2019 mehr als 164,3 Millionen Tonnen Treibhausgasemissionen und damit 1,7 Mio. t mehr als noch im Jahr 2018. Die anhaltend hohen Emissionen im Verkehrssektor sind vor allem auf den Straßenverkehr und dort auf steigende Bestände an Pkw und Lkw bei insgesamt steigenden Fahrleistungen zurückzuführen.

Im Vergleich zum Jahr 2018 gingen die Treibhausgasemissionen in der Energiewirtschaft im Jahr 2019 hingegen mit mehr als 51 Mio. t (16,6 Prozent) erneut deutlich zurück. Damit hat sich der Trend einer deutlichen Emissionsminderung in diesem Sektor gegenüber den Vorjahren nochmals erheblich beschleunigt. Zurückzuführen war dies insbesondere auf die hohe Windstromproduktion und die damit deutlich verringerte Stromproduktion in Kohlekraftwerken.

Im Vergleich der einzelnen Treibhausgase dominierte Kohlenstoffdioxid (CO_2), verursacht vor allem durch die Verbrennungsvorgänge. Aufgrund des überdurchschnittlichen Rückgangs anderer Treibhausgase ist der Anteil der CO_2-Emissionen seit dem Jahr 1990 um 3,6 Prozentpunkte auf rund 87,9 Prozent gestiegen. Der Anteil der

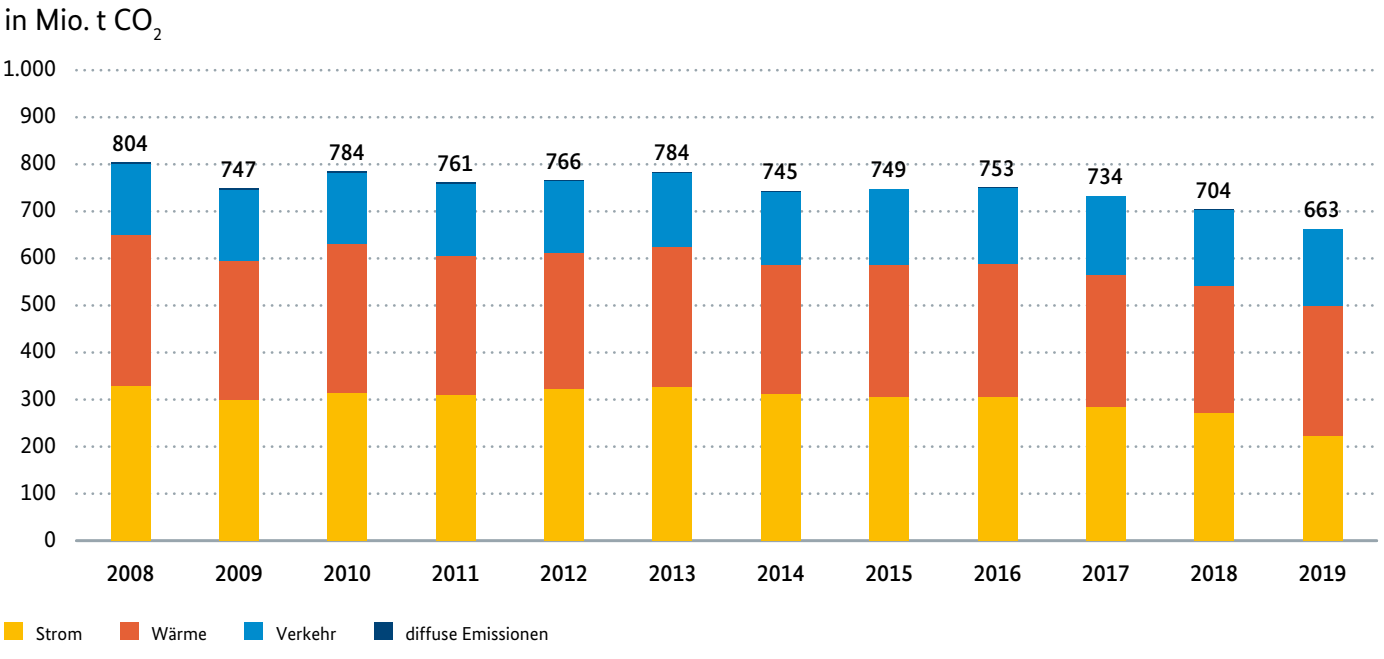
Methanemissionen (CH_4) betrug im Jahr 2019 zirka 6,1 Prozent und die Emissionen von Lachgas (N_2O) 4,3 Prozent. Die fluorierten Treibhausgase machten wiederum etwa 1,7 Prozent aus. Dieses Verteilungsspektrum der Treibhausgasemissionen ist typisch für ein hoch industrialisiertes Land.

8.2 Energiebedingte Treibhausgasemissionen

Die Freisetzung energiebedingter Treibhausgase ist nach Berechnungen des Umweltbundesamtes in Deutschland im Jahr 2019 gegenüber dem Vorjahr um etwa 43,2 Millionen t CO_2-Äquivalente (etwa 6 Prozent) auf 677,4 Millionen t CO_2-Äquivalente gesunken. Damit sind rund 83,6 Prozent der gesamten Treibhausgasemissionen energiebedingt. Sie sind verursacht durch Verbrennungsprozesse zur Strom- und Wärmeerzeugung, durch Kraftstoffe in Motoren sowie diffuse Emissionen. Somit umfassen die energiebedingten Emissionen die Sektoren Energiewirtschaft, Gebäude und Verkehr sowie zusätzlich die energetischen Emissionen der Sektoren Industrie und Landwirtschaft. Da die energiebedingten Emissionen zu etwa 98 Prozent aus Kohlendioxid bestehen, setzen die nachfolgenden Analysen und Bewertungen ihren Schwerpunkt auf die CO_2-Emissionen.

Insgesamt sind die energiebedingten Emissionen seit dem Jahr 1990 deutlich gesunken. Der überwiegende Teil dieser energiebedingten CO_2-Emissionen stammt aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe zur Erzeugung von Strom und Wärme sowie aus dem Verkehr (siehe Abbildung 8.3). Sie zeigen in der Langfristperspektive einen rückläufigen Trend. Die Gründe hierfür liegen vor allem in der Stilllegung emissionsintensiver Braunkohlekraftwerke in den 1990er Jahren und der schrittweisen Substitution

Abbildung 8.3: Energiebedingte CO_2-Emissionen der Sektoren Strom, Wärme, Verkehr sowie diffuse Emissionen



Quelle: UBA 12/2020

durch effizientere Kraftwerke mit einem höheren Wirkungsgrad. Ein weiterer Grund für den Rückgang liegt im Ausbau der erneuerbaren Energien und dem Wechsel zu emissionsärmeren Brennstoffen wie Erdgas. Hingegen erfolgte ein Mehrausstoß im Verkehrssektor, bei den Haushalten und Kleinverbrauchern. Die sonstigen energiebedingten Emissionen, die sich aus diffusen Emissionen bspw. durch Leitungsverluste zusammensetzen, blieben im Vergleich zum Vorjahr etwa konstant (siehe Abbildung 8.3).

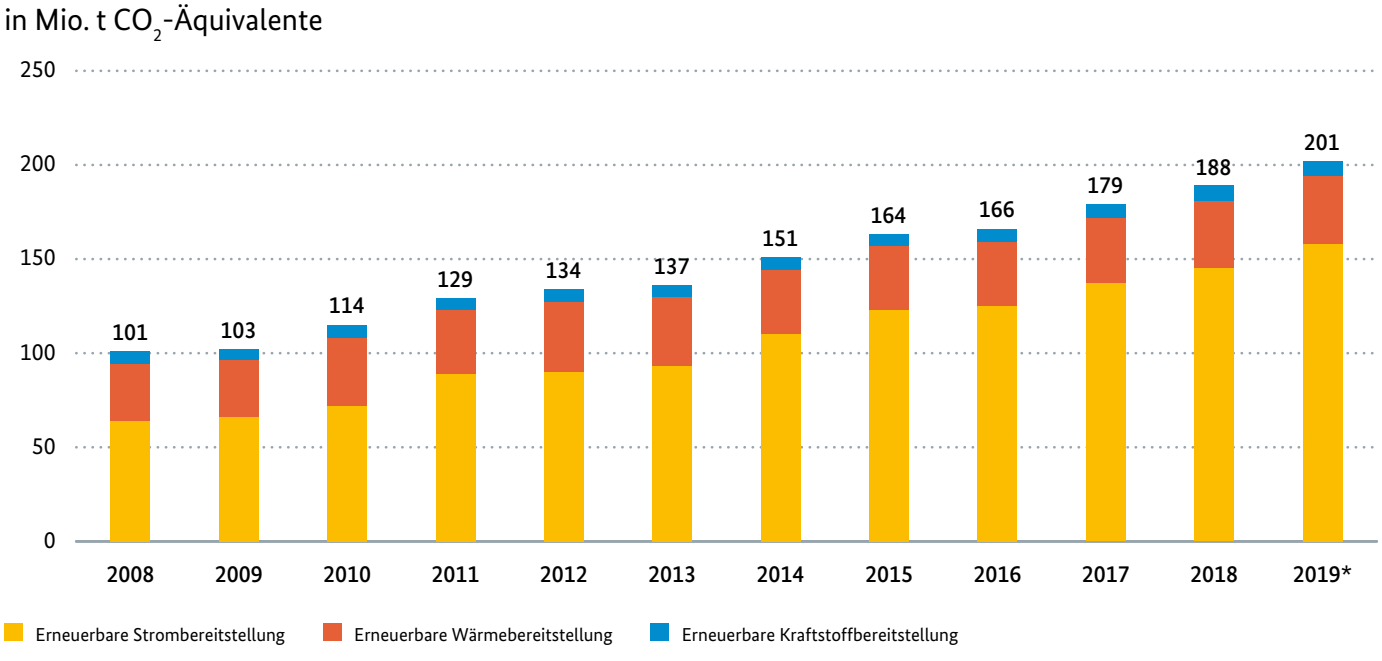
Zu beachten ist, dass die um variierende Witterungsverhältnisse bereinigten Emissionen (bspw. verändertes Heizverhalten) von den hier dargestellten realen Emissionen abweichen. Allerdings hat der witterungsbedingte Wert keine Relevanz für die Zielerreichung, da diese über die realen Emissionen bewertet wird, er kann jedoch ein Anhaltspunkt für die tatsächliche Wirksamkeit emissionsmindernder Maßnahmen sein.

8.3 Durch erneuerbare Energien vermiedene Treibhausgasemissionen

Der Ersatz fossiler Energieträger durch erneuerbare Energien (siehe Kapitel 4) trägt wesentlich zur Erreichung der Klimaschutzziele bei. Im Jahr 2019 wurden Emissionen von rund 201 Millionen t CO_2-Äquivalente vermieden. Auf den Stromsektor entfielen dabei 158 Millionen t CO_2-Äquivalente. Durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Wärmebereich wurden 36 Millionen t und durch biogene Kraftstoffe knapp 8 Millionen t CO_2-Äquivalente weniger emittiert.

Die Berechnungen zur Emissionsvermeidung durch die Nutzung erneuerbarer Energien basieren auf einer Netto-Betrachtung. Dabei werden die durch die Endenergiebereitstellung aus erneuerbaren Energien verursachten Emissionen mit denen verrechnet, die durch die Substitution fossiler Ener-

Abbildung 8.4: Durch erneuerbare Energien vermiedene Treibhausgasemissionen

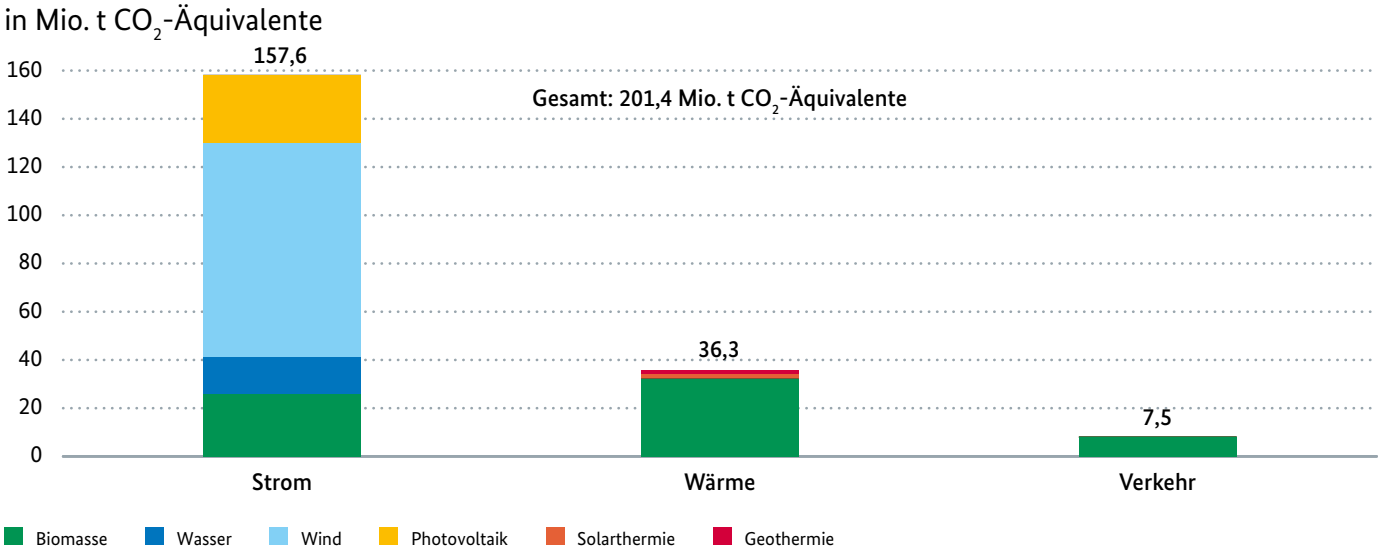


* Vorjahresschätzung/vorläufige Daten
Quelle: BMWi auf Basis UBA 08/2020

gieträger brutto vermieden werden. Anders als bei den nach international verbindlichen Regeln ermittelten THG-Emissionen der THG-Inventare werden hier alle vorgelagerten Prozessketten zur Gewinnung und Bereitstellung der Energieträger sowie für die Herstellung und den Betrieb der Anlagen (ohne Rückbau) berücksichtigt. Die Methodik zur Berechnung der vermiedenen Emissionen durch erneuerbare Energien orientiert sich an den Vorgaben der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU (RL 2009/28/EG).

Den größten Anteil an der Emissionsvermeidung durch erneuerbare Energien leistet die Windenergie, unmittelbar gefolgt von der Biomasse. Rund 89 Millionen t CO_2-Äquivalente wurden im Jahr 2019 durch die Nutzung von Windenergie vermieden, 28 Millionen t CO_2-Äquivalente durch Photovoltaik und 15 Millionen t CO_2-Äquivalente durch Wasserkraftanlagen. Rund 65 Millionen t CO_2-Äquivalente wurden im Jahr 2019 insbesondere durch den Einsatz von fester Biomasse, wie z. B. Holzenergie, sowie flüssiger oder gasförmiger Biomasse in allen drei Verbrauchssektoren vermieden. Damit ist die Biomasse die zweitgrößte erneuerbare Energie. Die Bundesregierung stellt dazu im Klimaschutzplan 2050 fest: Da die Energieversorgung bis spätestens 2050 nahezu vollständig dekarbonisiert sein muss und infolge der Beanspruchung von Flächen für die Ernährung, wird die Bedeutung des Klimaschutzbeitrags von Bioenergie aus Anbaumasse an Grenzen stoßen. Im Klimaschutzprogramm 2030 wurde unter Beachtung aller Aspekte die für Bioenergie maximal verfügbare Biomasse in Deutschland auf etwa 1.000 bis 1.200 PJ/a festgesetzt. Die hierin inkludierte Nutzung von Rest- und Abfallstoffen leistet einen wichtigen Beitrag zur sektorenübergreifenden Energieversorgung. Außerdem gilt zu beachten, dass bei der Betrachtung der Vermeidungseffekte die für manche Biomasseträger entstehenden Emissionen im LULUCF-Sektor nicht in die Betrachtung einfließen. Andere erneuerbare Energien (Windkraft, Photovoltaik, Umweltwärme o. ä.) werden daher auch für den Wärmemarkt zunehmend an Bedeutung gewinnen.

Abbildung 8.5: THG-Vermeidungswirkungen erneuerbarer Energien nach Energieträger und Sektoren im Jahr 2019



Quelle: BMWi auf Basis UBA 08/2020

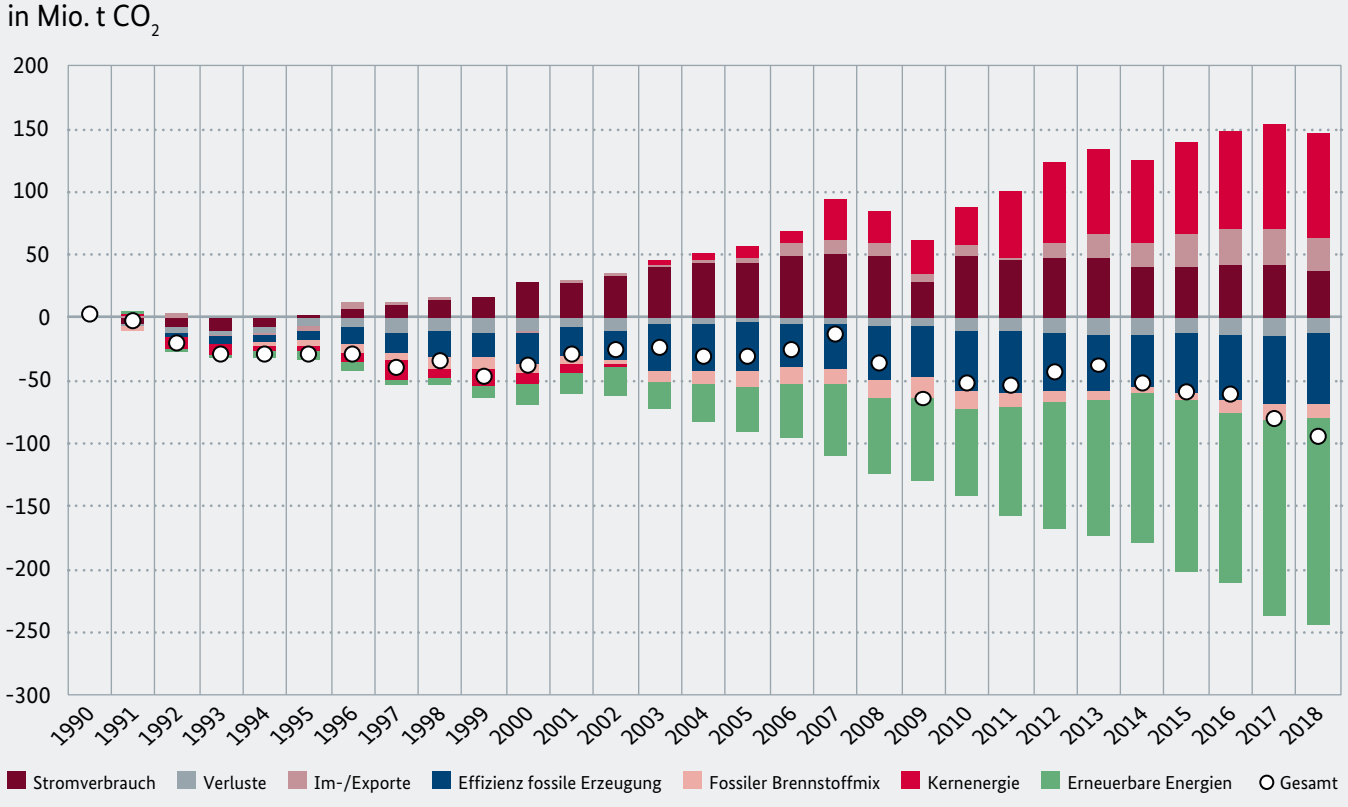
Komponentenzerlegung energiebedingter Treibhausgasemissionen mit Fokus auf dem Ausbau erneuerbarer Energien

Die Emissionsentwicklung in Deutschland wird durch verschiedene Treiber in unterschiedlicher Höhe beeinflusst. Dabei kann der Effekt eines einzelnen Treibers sowohl positiv als auch negativ sein. Im Rahmen einer Komponentenzerlegung der energiebedingten Treibhausgasemissionen wurden die Beiträge wesentlicher Treiber für die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr untersucht (Öko-Institut und ifeu 2019). Ziel der Studie war es u. a. aufzuzeigen warum die Treibhausgasemissionen in den letzten Jahren trotz eines wachsenden Ausbaus erneuerbarer Energien nicht signifikant gesunken sind.

Abbildung 8.6 stellt beispielhaft die Wirkung der im Stromsektor betrachteten Treiber dar. Der Beitrag der erneuerbaren Energien zur Emissionsminderung ist in diesem Sektor im Betrachtungszeitraum von 1990 bis 2018 besonders hoch. Es lassen sich aber auch emissionssteigernde Effekte (wie z. B. der Anstieg des Stromverbrauchs, der starke Anstieg der Exporte und der Atomausstieg) ablesen, wodurch die gesamte Emissionsminderung im Stromsektor insgesamt deutlich geringer ausfällt als der Minderungseffekt durch den Einsatz erneuerbarer Energieträger.

Die methodischen Details und die Ergebnisse der Komponentenzerlegung der weiteren Bereiche (Raum-, Industrie- und Fernwärme sowie Personenstraßenverkehr und Straßengüterverkehr) können der vom Umweltbundesamt veröffentlichten Publikation (Öko-Institut und ifeu, 2018) entnommen werden.

Abbildung 8.6: Komponentenzerlegung der CO_2-Emissionen des Stroms seit 1990



Quelle: UBA nach Öko-Institut auf Basis von AGEE-Stat und AGEB

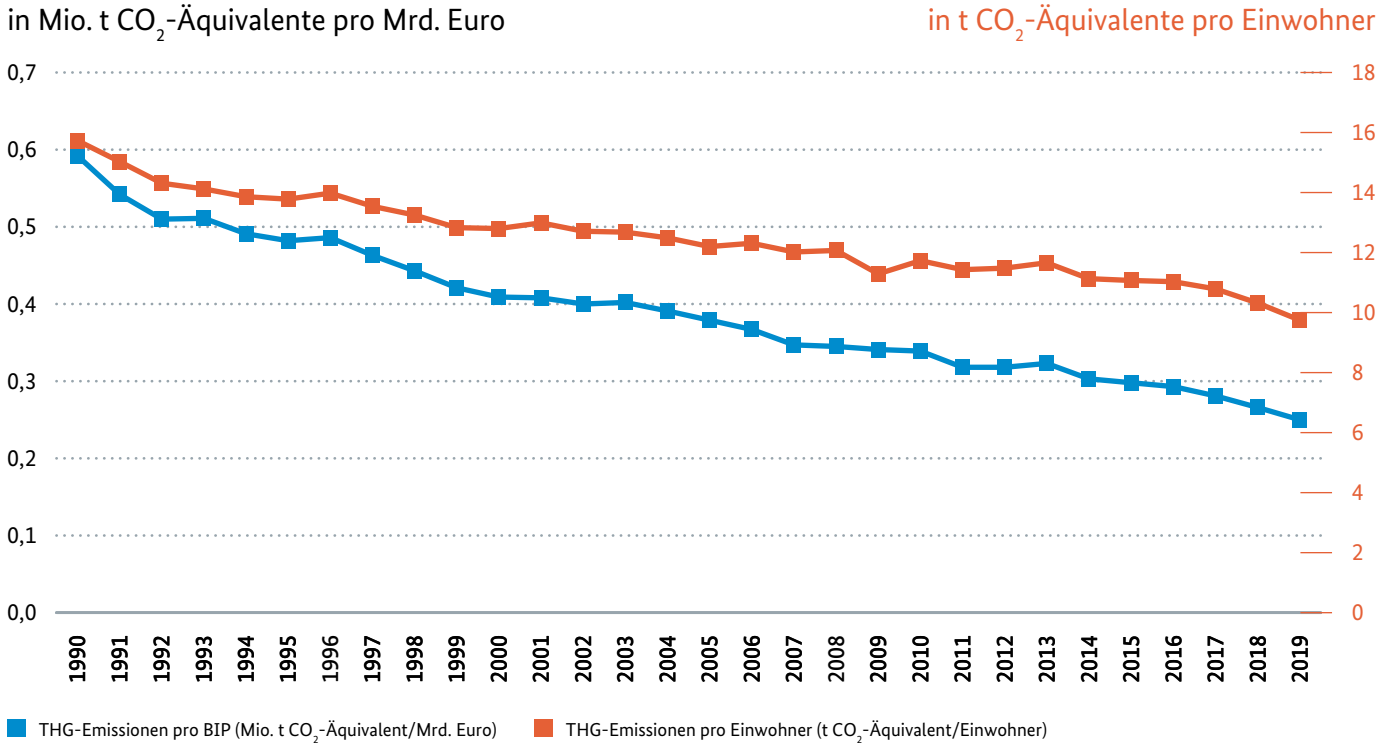
8.4 Treibhausgasemissionen und Wirtschaftsleistung

Die spezifischen Treibhausgasemissionen pro Einwohner sind zwischen den Jahren 1990 und 2019 um zirka 38 Prozent von gut 15,7 t auf knapp 9,8 t CO_2-Äquivalente zurückgegangen (siehe Abbildung 8.7). In der EU 28 sind die spezifischen Treibhausgasemissionen pro Einwohner von 1990 bis 2018 um zirka 25 Prozent von 11,7 auf 8,7 t CO_2-Äquivalente gesunken. Während in Deutschland im Jahr 1990 je Milliarde Euro reales Bruttoinlandsprodukt rund 0,59 Millionen t CO_2-Äquivalente an Treibhausgasen freigesetzt wurden, waren es im Jahr 2019 nur noch 0,25 Millionen t. CO_2-Äquivalente pro Milliarde Euro Bruttoinlandsprodukt.

8.5 Wesentliche bisherige Maßnahmen

Das zentrale Instrument zur Erreichung des 40-Prozent-Ziels für das Jahr 2020 hat die Bundesregierung im Dezember 2014 mit dem Aktionsprogramm „Klimaschutz 2020“, einem Bündel von mehr als 110 Einzelmaßnahmen, beschlossen. Ausgangspunkt für das Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 war eine – durch den Projektionsbericht 2013 identifizierte – Differenz zum Zielwert von 5 bis 8 Prozentpunkten. Das Aktionsprogramm sollte einen Beitrag im Umfang von 62 bis 78 Millionen t CO_2-Äquivalente leisten, um das Klimaschutzziel im Jahr 2020 zu erreichen. Dieser Gesamtbeitrag stützt sich dabei auf Beiträge aus den Einzelmaßnahmen. Mit dem Klimaschutzbericht 2019 stellte die Bundesregierung fest, dass das Aktionsprogramm voraussichtlich nur eine Minde-

Abbildung 8.7: Treibhausgasemissionen je Einwohner und Bruttoinlandsprodukt



Quelle: UBA 01/2021, Statistisches Bundesamt 01/2020, BMWi 03/2020

rungswirkung von 38 bis 48 Millionen t CO_2-Äquivalenten bis zum Jahr 2020 erreichen wird. Unter anderem aufgrund der Covid-19-Pandemie geht die Bundesregierung davon aus, dass die projizierten Treibhausgasemissionen für das Jahr 2020 voraussichtlich deutlich zu hoch geschätzt wurden.

Der im November 2016 von der Bundesregierung beschlossene Klimaschutzplan 2050 greift die Ergebnisse der 21. Konferenz der Vertragsstaaten des Klimarahmenübereinkommens auf und wird als Modernisierungsstrategie auf drei Ebenen umgesetzt: Der Klimaschutzplan entwickelt konkrete Leitbilder für die einzelnen Handlungsfelder für das Jahr 2050, lässt Raum für Innovationen und strebt ein Höchstmaß an Nachhaltigkeit an. Er beschreibt für alle Handlungsfelder robuste transformative Pfade, beleuchtet kritische Pfadabhängigkeiten und stellt Interdependenzen dar. Er unterlegt insbesondere das THG-Zwischenziel für das Jahr 2030 mit Sektorzielen, konkreten Meilensteinen und strategisch angelegten Maßnahmen, auch unter Berücksichtigung von Wirkungs- und Kostenanalysen.

Tabelle 8.2: Beiträge der zentralen politischen Maßnahmen zum Erreichen des 40-Prozent-Ziels

Zentrale politische Maßnahmen	Beitrag zur Treibhausgasemissionsminderung im Jahr 2020 in Millionen Tonnen CO_2-Äquivalente	
	Beitrag nach ursprünglicher Schätzung, Stand Dezember 2014	Beitrag nach aktueller gutachterlicher Schätzung (gerundete Werte)
Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) ohne Maßnahmen im Verkehrssektor	zirka 25 bis 30 (einschließlich Energieeffizienz Gebäude)	14,1 bis 14,51 (einschließlich Energieeffizienz Gebäude)
Strategie **„Klimafreundliches Bauen und Wohnen“** und energetische Sanierungsfahrpläne Bund, Länder und Kommunen	Gesamt zirka 5,7 bis 10 (davon 1,5 bis 4,7 zusätzlich zu NAPE)	Gesamt 4,08 (davon 1,73 zusätzlich zu NAPE)
Maßnahmen im **Verkehrssektor**	zirka 7 bis 10	1,06 bis 1,38
Minderung von nicht energiebedingten Emissionen in den Sektoren:		
Industrie, GHD	2,5 bis 5,2	1,2 bis 1,7
Abfallwirtschaft	0,5 bis 2,5	0,24
Landwirtschaft[1)]	3,6	0,68 bis 2,37
Reform des Emissionshandels	-	3,5
Weitere Maßnahmen, insbesondere im Stromsektor	22	15,04 bis 19,56
Beratung, Aufklärung und Eigeninitiative für mehr Klimaschutz		0,25 bis 2
Gesamt	**62 bis 78**	**37,5 bis 47,96**

Quelle: Klimaschutzbericht 2019

1) Die im Dezember 2014 geschätzten Minderungsbeiträge beruhen auf den zum damaligen Zeitpunkt für die internationale Berichterstattung gültigen Emissionsfaktoren für Lachgas. Diese wurden mittlerweile angepasst und der Schätzung zum Klimaschutzbericht 2016 zugrunde gelegt.

Für die Zeit nach dem Jahr 2020 gibt der Klimaschutzplan 2050 als nationale Langfriststrategie zum Klimaschutz eine wichtige Orientierung und setzt für die einzelnen Emissionssektoren bis zum Jahr 2030 konkrete Ziele. Sowohl das Aktionsprogramm 2020, das Klimaschutzprogramm 2030 als auch der Klimaschutzplan 2050 folgen dabei dem Leitbild von Klimaschutz als gesellschaftliche und wirtschaftliche Modernisierungsstrategie, die wissenschaftlich fundiert, technologieoffen und effizient gestaltet wird.

Als Reaktion auf die Corona-Pandemie verabschiedete die Bundesregierung im Juni 2020 das Konjunktur- und Krisenbewältigungspaket im Umfang von 130 Mrd. Euro. Neben der Stärkung der Konjunktur, der Absicherung sozialer Härten und der Unterstützung von Ländern und Kommunen sowie jungen Menschen und Familien bringt die Bundesregierung damit ein Zukunftspaket auf den Weg und stärkt den Klimaschutz durch eine Vielzahl von Maßnahmen. Dazu gehören Unterstützungsmaßnahmen für den öffentlichen Verkehr, Elektromobilität und den Einsatz alternativer Antriebe bei Bus und LKW. Investitionen in Klimaschutztechnologien sollen zudem durch die Nationale Wasserstoffstrategie und die Gebäudesanierung vorangebracht werden.

Transparenz und Beteiligung im Bereich Klimaschutz

Klimaschutz kann nur gelingen, wenn sich die gesamte Gesellschaft daran beteiligt. Dazu ist größtmögliche Transparenz der Klimaschutzpolitik ebenso notwendig wie die Möglichkeit, sich in die Politikgestaltung einzubringen. Entsprechend beteiligt die Bundesregierung die Zivilgesellschaft bei der Entwicklung, Umsetzung und Überprüfung ihrer Klimaschutzmaßnahmen. 2015 wurde das Aktionsbündnis Klimaschutz eingerichtet, zu dem sich halbjährlich bis zu 200 Vertreterinnen und Vertreter von Verbänden in Berlin ganztägig versammeln. In 15 thematischen Bänken diskutieren sie auch zwischen den Plenarsitzungen miteinander, um Dissense und Konsense zu identifizieren und im Bündnis einzubringen. In der Vergangenheit präsentierten die Bänke Verkehr, Gebäude, Landwirtschaft, Industrie, kleine und mittelständische Unternehmen, Handwerk, Kommunen, Finanzsektor/Banken und Umwelt Positionspapiere dazu, wie die jeweiligen Verbände sich für Klimaschutz einsetzen und welche Forderungen sie an die Bundesregierung haben.

Der Verabschiedung der deutschen Langfriststrategie, des Klimaschutzplans 2050, ging ein umfassender Beteiligungsprozess mit Verbänden, Kommunen, Ländern sowie Bürgerinnen und Bürgern voraus. Auch bei der Fortschreibung der Langfriststrategie ist eine umfassende Beteiligung vorgesehen. Die Bundesländer werden über die Umweltministerkonferenz, die Bund-Länder-Arbeitsgemeinschaft Klimaschutz und Nachhaltigkeit (BLAG KliNa) sowie den Ausschuss Klimaschutz beteiligt.

Akzeptanz der Klimaschutzpolitik

Laut der repräsentativen Umweltbewusstseinsstudie 2018 (BMU/UBA 2019) nehmen 64 Prozent der Befragten den Umwelt- und Klimaschutz als sehr wichtig wahr; deutlich mehr als zuvor. Die Befragten sehen es mehrheitlich als zentral an, dass im Zuge der Energiewende die Treibhausgasemissionen zügig reduziert werden. Die Befragung zeigt zudem, dass die Energiewende den meisten (81 Prozent) zu langsam voran geht.

Hohe Zustimmung erhalten unter anderem die Steigerung der Energieeffizienz durch neue Technologien (95 Prozent), der Ausbau erneuerbarer Energien (92 Prozent), der Abbau von klimaschädlichen Subventionen (90 Prozent), die Verteuerung der CO_2-Emissionsrechte (86 Prozent), die staatliche Förderung der Energieeinsparung in Wohnhäusern (88 Prozent), eine höhere Besteuerung von besonders klimaschädlichen Produkten (84 Prozent) sowie die Förderung von Elektrofahrzeugen (79 Prozent). Trotz dieser guten Ausgangslage für Klimaschutzpolitik bleibt es wichtig, bei einzelnen Klimaschutzmaßnahmen vor Ort die Interessen der Bürgerinnen und Bürger wahr- und ernst zu nehmen sowie soziale Schieflagen zu vermeiden. 74 Prozent der Befragten halten mehr Beteiligung an Planungs- und Genehmigungsprozessen im Zusammenhang mit der Energiewende für wichtig. Eine bezahlbare Energieversorgung für alle zu gewährleisten, stößt bei 94 Prozent auf Zustimmung. Zudem finden 76 Prozent der Befragten in 2018, dass die Kosten der Energiewende in Deutschland zu ungleich verteilt sind.

Wesentliche bisherige Maßnahmen im Bereich Klimaschutz

- Maßnahmen zur Erreichung des 40-Prozent-Ziels (siehe Tabelle 8.2)
- Bundes-Klimaschutzgesetz 2019
- Klimaschutzplan 2050 und Klimaschutzprogramm 2030 (siehe Kapitel 8.2)

Teil II: Ziele und Rahmenbedingungen der Energiewende

Dieser Teil des Monitoring-Berichts behandelt weitere Ziele und den energiepolitischen Rahmen, in dem die Energiewende umgesetzt wird. Im Einzelnen geht dieser Teil auf die folgenden Themen ein:

9. Kraftwerke und Versorgungssicherheit

10. Bezahlbare Energie und faire Wettbewerbsbedingungen

11. Umweltverträglichkeit der Energieversorgung

12. Netzinfrastruktur

13. Sektorkopplung und Digitalisierung der Energiewende

14. Energieforschung und Innovationen

15. Investitionen, Wachstum und Beschäftigung

9. Kraftwerke und Versorgungssicherheit



Wo stehen wir?

Deutschlands Stromversorgung ist sicher. Die Energienachfrage in Deutschland ist jederzeit gedeckt, sodass ein hohes Maß an Versorgungssicherheit gewährleistet ist.

Die installierte Leistung aus erneuerbaren Energien ist in den Jahren 2018 und 2019 weiter angestiegen.

Der Strommarkt 2.0 hat sich bewährt.

Was ist neu?

Ende des Jahres 2019 wurde das Kernkraftwerk Philippsburg 2 abgeschaltet – ein weiterer Schritt hin zum Kernenergieausstieg.

Die Braunkohleblöcke Niederaußem E und F sowie Jänschwalde F wurden im Jahr 2018 in die Sicherheitsbereitschaft überführt. Im Jahr 2019 folgten die Braunkohleblöcke Jänschwalde E und Neurath C. Die Steinkohlekraftwerke Lünen 6 und 7 sowie Ensdorf 1 und 3 wurden im Jahr 2018 endgültig stillgelegt. Damit sinken die CO_2-Emissionen im Stromsektor.

Am 3. Juli 2020 haben Bundestag und Bundesrat das Kohleausstiegsgesetz beschlossen. Das Kohleausstiegsgesetz ist gemeinsam mit dem Strukturstärkungsgesetz Kohleregionen am 14. August 2020 in weiten Teilen in Kraft getreten. Damit werden die energie- und strukturpolitischen Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ im Wesentlichen umgesetzt und die Kohleverstromung sozial ausgewogen, planbar und wirtschaftlich vernünftig beendet. Der Ausstiegspfad sieht die Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung mit festen Zieldaten in 2022 (jeweils 15 GW Steinkohle, Braunkohle), 2030 (8 GW Steinkohle und 9 GW Braunkohle) und 2038 (0 GW) vor.

Die Novelle des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, die im Juli 2020 verabschiedet wurde, flankiert den deutschen Kohleausstieg mittels verschiedener Anreize für den Brennstoffwechsel von Kohle zu Gas und für den Einsatz erneuerbarer Energien bei der Wärmeerzeugung.

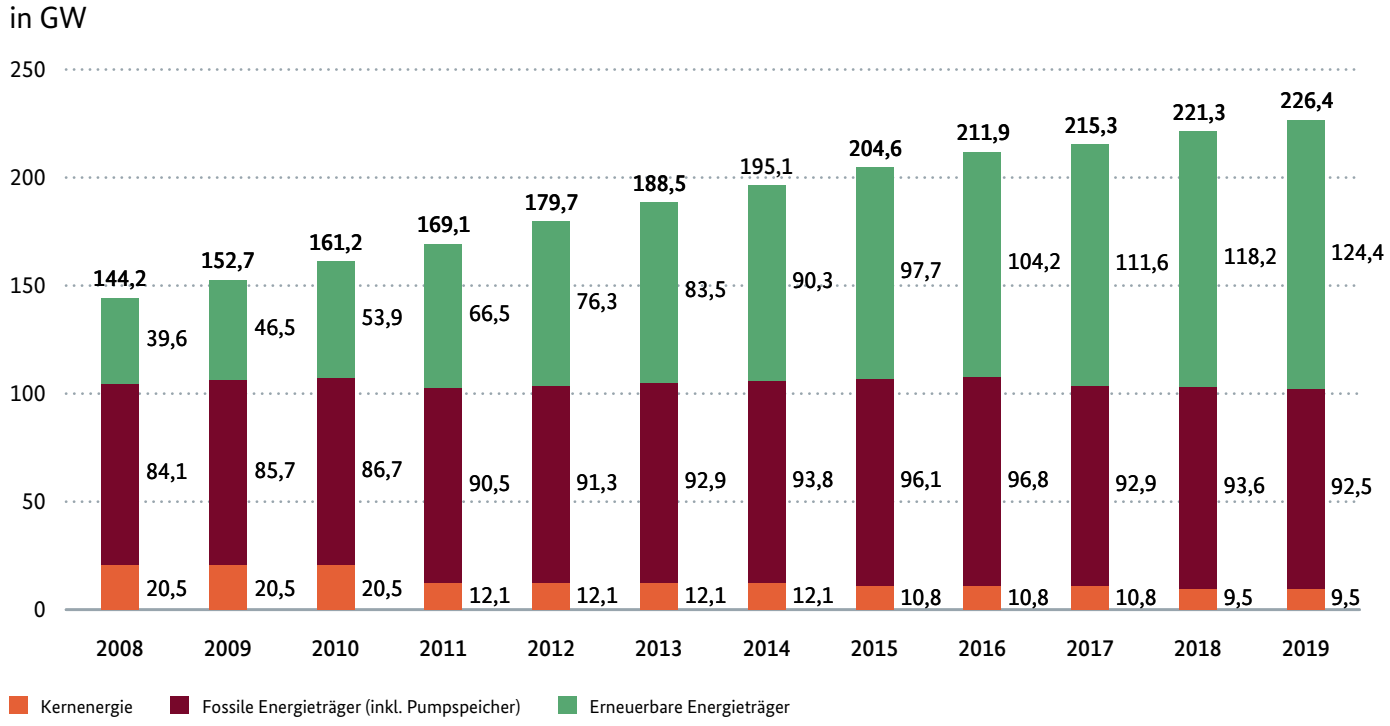
Seit 2017 ist SMARD, die Informationsplattform zum Strommarkt, online. Sie bietet aktuelle und verständlich aufbereitete Strommarktdaten und stärkt damit die Transparenz am Strommarkt. Im Januar 2019 ist zudem das Marktstammdatenregister in Betrieb gegangen. Es gibt Auskunft über alle Strom- und Gaserzeugungsanlagen in Deutschland.

VERSORGUNGSSICHERHEIT	Die Energienachfrage in Deutschland jederzeit effizient decken.
KERNENERGIEAUSSTIEG	Die letzten Kernkraftwerke mit dem Ablauf des Jahres 2022 abschalten.
KOHLEAUSSTIEG	Die Kohleverstromung in Deutschland bis spätestens 2038 sozial ausgewogen, planbar und wirtschaftlich vernünftig beenden.

9.1 Kraftwerke

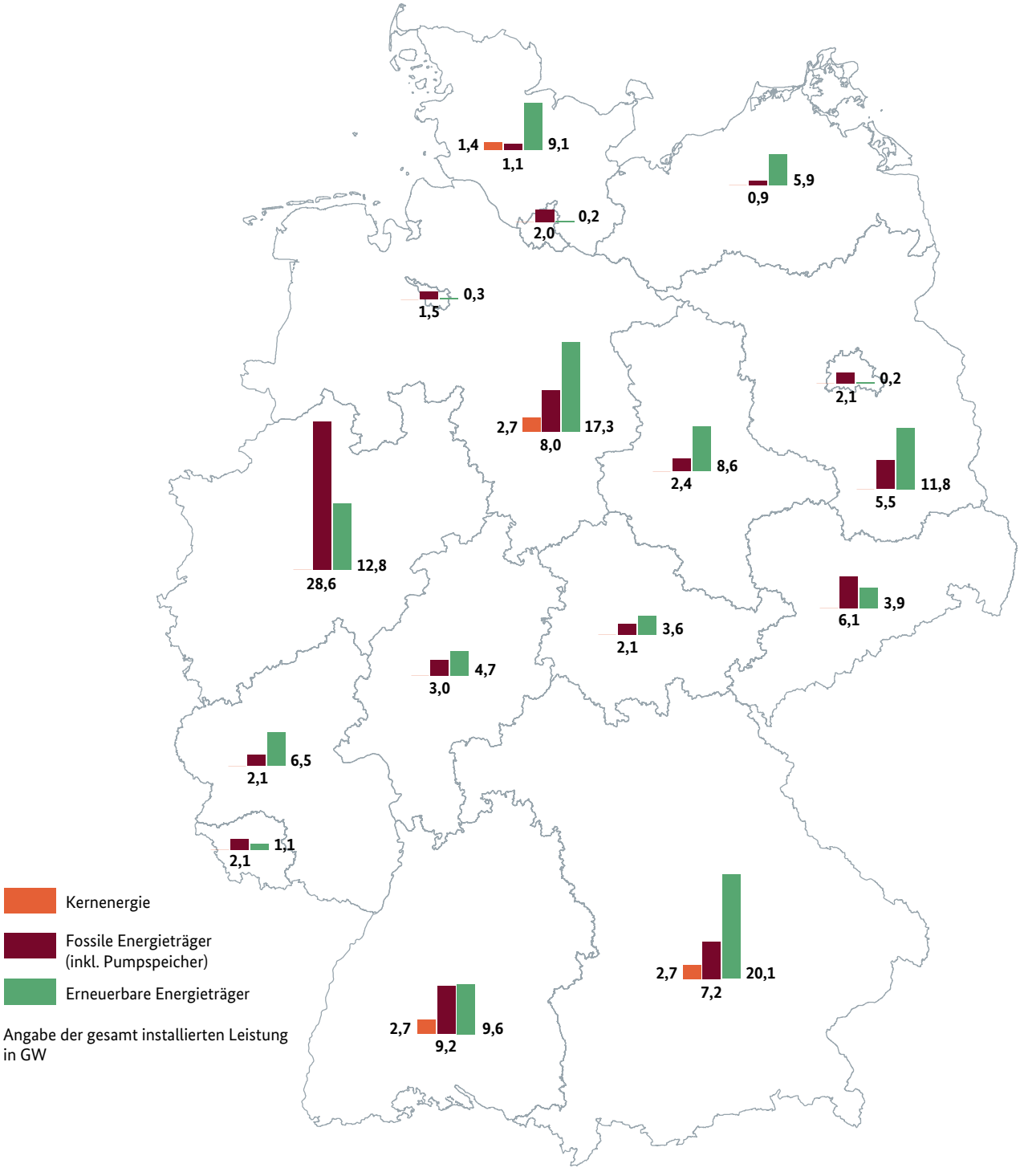
Die installierte Leistung aus erneuerbaren Energien ist in den Jahren 2018 und 2019 weiter angestiegen. Insgesamt hat die Netto-Nennleistung der Stromerzeugungsanlagen, die an das deutsche Stromnetz angeschlossen sind, zwischen 2008 und 2019 um 82,2 GW zugenommen (siehe Abbildung 9.1). In den Jahren 2018 und 2019 betrug die Nennleistung von Stromerzeugungsanlagen auf Basis von erneuerbaren Energien 118,2 GW bzw. 124,4 GW und lag somit um 5,9 Prozent bzw. 5,2 Prozent höher als im jeweiligen Vorjahr. Den größten Zuwachs verzeichnete dabei die Solarenergie (+8,6 Prozent ggü. 2018), aber auch die Biomasse (+4,1 Prozent ggü. 2018) und die Windenergie (+3,4 Prozent ggü. 2018) legten zu. Der Anteil der Nennleistung aus erneuerbaren Energien stieg 2018 auf 53,4 Prozent bzw. 2019 auf 54,9 Prozent der gesamten Kraftwerksleistung (siehe Kapitel 4). Da das Energieangebot vor allem bei Nutzung von Wind- und Sonnenenergie von natürlichen Bedingungen abhängt und daher nicht jederzeit die volle installierte Leistung abgerufen werden kann, wird deutlich mehr Leistung beim Einsatz von Windenergie- und Photovoltaikanlagen benötigt als beim bisherigen konventionellen Kraftwerkspark, um eine bestimmte Strommenge zu erzeugen. Installierte Leistung allein ist daher kein Indikator für Versorgungssicherheit. Letztere wird in Kapitel 9.4 diskutiert.

Abbildung 9.1: Installierte Leistung der an das deutsche Stromnetz angeschlossenen Stromerzeugungsanlagen



Quelle: BNetzA 10/2020. Angegeben ist die Netto-Nennleistung.

Abbildung 9.2: Verteilung der Kraftwerkskapazitäten auf die Bundesländer im Jahr 2019



Quelle: BNetzA 10/2020

Mittlerweile dominieren in zehn Bundesländern die erneuerbaren Energien (siehe Abbildung 9.2). Kernkraftwerke sind derzeit noch in vier Bundesländern an der Stromerzeugung beteiligt. An das deutsche Stromnetz sind zudem ausländische Stromerzeugungsanlagen mit einer Netto-Nennleistung von 4,3 GW angeschlossen. Bayern und Niedersachsen bilden die Schwerpunkte der installierten Kraftwerksleistung basierend auf erneuerbaren Energien, während Nordrhein-Westfalen der Spitzenreiter für konventionelle Kraftwerke ist. Den höchsten Anteil an erneuerbaren Energien, gemessen an der gesamten installierten Leistung, haben die Länder Mecklenburg-Vorpommern (87 Prozent), Schleswig-Holstein (79 Prozent), Sachsen-Anhalt (78 Prozent) und Rheinland-Pfalz (76 Prozent). Der Anteil der konventionellen Kraftwerke an der installierten Leistung ist am höchsten in den Stadtstaaten Berlin (91 Prozent), Hamburg (91 Prozent) und Bremen (79 Prozent).

Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ist ein wichtiger Baustein der Energiewende. Ihr kommt eine besondere Rolle bei der konventionellen Stromerzeugung und der Wärmeversorgung vor Ort zu. Indem sie gleichzeitig elektrische Energie und Wärme (z. B. für die Fernwärmeversorgung) erzeugen, nutzen KWK-Anlagen den Brennstoff effizienter als bei der Produktion mit getrennt betriebenen Anlagen. Den Daten des Statistischen Bundesamtes zufolge wurden z. B. im Zeitraum von Januar bis Juni 2018 rund 36 PJ (entspricht 10 TWh) Erdgas durch den Einsatz hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplungs-Prozesse eingespart (StBA (2018c)). Mit dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) wird das Ziel verfolgt, die KWK auszubauen. Das KWKG sieht als Ausbauziele für das Jahr 2020 eine Stromerzeugung von 110 TWh und für das Jahr 2025 von 120 TWh vor. Tatsächlich lag die KWK-Stromerzeugung bereits im Jahr 2018 bei 115,7 TWh und im Jahr 2019 bei 114,0 TWh, was einem Anteil von 19,0 Prozent bzw. 19,7 Prozent an der deutschen Stromerzeugung entspricht. Die Wärmeerzeugung stieg auf 228,9 TWh im Jahr 2018 und 225,8 TWh im Jahr 2019, was einem Anteil von 16,7 Prozent (2018) und 16,1 Prozent (2019) an den Wärmeanwendungen des Endenergieverbrauches Deutschlands entspricht. Damit wurde das Ziel für 2020 bereits drei Jahre im Voraus erreicht und sogar übererfüllt.

Pumpspeicherkraftwerke sind eine etablierte und bewährte großtechnische Speicherform. Im Jahr 2019 waren Pumpspeicherkraftwerke mit einer Netto-Nennleistung von etwa 11,3 GW an das deutsche Netz angeschlossen, darunter auch Pumpspeicherkraftwerke in Luxemburg und Österreich. Darüber hinaus kann Deutschland durch die gekoppelten Strommärkte die sehr viel größeren Speicherwasserkapazitäten in Skandinavien und dem Alpenraum mitnutzen.

Speicher als Beitrag zu einem flexibleren Stromsystem

In Zukunft wird ein immer größerer Teil unseres Stroms aus erneuerbaren Energien stammen. Windenergie und Photovoltaik werden dabei die Hauptanteile stellen (siehe Kapitel 4). Bei beiden Energieformen fluktuiert die Einspeisung in Abhängigkeit vom Wetter und von der Tageszeit. Dies muss ein Stromsystem der Zukunft berücksichtigen. Daher muss das Stromsystem flexibler werden. Gemeinsam mit anderen Flexibilitätsoptionen wie z. B. dem europäischen Binnenmarkt, der Sektorkopplung, flexiblen Verbrauchern und Erzeugern können Speicher bei einem hohen Anteil von erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung zur Versorgungssicherheit beitragen. Sie können helfen, Erzeugung und Verbrauch zu entkoppeln. Zusätzlich können sie Regelleistung erbringen und so dazu beitragen, die Netzfrequenz stabil zu halten.

Die Energiewende hängt kurz- und mittelfristig nicht vom Ausbau von Stromspeichern ab. Flexible Verbraucher und Spitzenlastkraftwerke können – auch im Zusammenspiel mit innovativen Geschäftsmodellen und Digitalisierung (siehe Kapitel 13) – Schwankungen zwischen Stromangebot und -nachfrage auch bei sehr hohen Anteilen von erneuerbaren Energien ausgleichen. Zudem sind Speicher bislang teilweise teurer als andere Flexibilitätsoptionen. Um jedoch dem absehbaren mittel- bis langfristigen Bedarf an Speichern gerecht zu werden, fördert die Bundesregierung bereits heute die Weiterentwicklung von Technologien zur Erschließung von Kostensenkungspotenzialen u. a. im 7. Energieforschungsprogramm (siehe Kapitel 14).

Relevante Speichertechnologien sind Batteriespeicher, Pumpspeicher, Druckluftspeicher und Power-to-X-Erzeugnisse. Bei Power-to-X-Erzeugnissen wird EE-Strom genutzt, um u. a. Wärme, Wasserstoff oder Methan zu erzeugen, die dann entweder direkt genutzt oder wieder in Strom umgewandelt werden können. Power-to-Heat kann in Kombination mit KWK-Anlagen zu einer doppelten Flexibilität führen. Power-to-Gas bietet den Vorteil, Energie über einen langen Zeitraum und in großen Mengen speichern zu können. Zudem könnte perspektivisch die bereits vorhandene Infrastruktur – das Gasnetz und unterirdische Gasspeicher – genutzt werden. Bei diesen Optionen darf jedoch nicht außer Acht gelassen werden, dass jegliche Energieumwandlung auch mit Verlusten einhergeht. Aus diesem Grund sollte ein Augenmerk stets auf einer möglichst effizienten Speicherung liegen.

Stromspeicher haben u. a. nach dem EnWG bzw. EEG bei der Stromentnahme den Status eines Letztverbrauchers und unterliegen daher im Prinzip den entsprechenden Zahlungsverpflichtungen. Tatsächlich sind aber viele Speicher von den meisten dieser Verpflichtungen freigestellt, wenn sie den gespeicherten Strom wieder in das öffentliche Netz einspeisen. Grundsätzlich soll im Strommarkt 2.0 der Wettbewerb über den Einsatz einzelner Flexibilitätsoptionen bestimmen. Entscheidend sind dabei Effizienz und Wirtschaftlichkeit.

In den letzten Jahren ist bereits der Primärregelleistungsmarkt zunehmend ins Blickfeld von Batteriegroßspeichern geraten. Bis Ende des Jahres 2019 sind nach (vorläufigen) Branchenangaben Kapazitäten von 453 MW insgesamt in Deutschland installiert. Das entspricht etwa zwei Dritteln des heutigen Bedarfs an Primärregelleistung in Deutschland.

9.2 Versorgungssicherheit

Die Energiewende und der parallele Ausstieg aus der Kernenergie und der Kohleverstromung stellen Deutschland vor eine große Herausforderung. Der Umstieg auf erneuerbare Energien bedeutet zum einen, dass der Windstrom aus dem Norden in die Verbrauchszentren im Süden transportiert werden muss. Dafür sind die Optimierung und höhere Auslastung und vor allem der zügige Ausbau der Stromnetze dringend erforderlich (siehe Kapitel 12). Zum anderen ist die Stromnachfrage auch dann zu decken, wenn Wind- und Solaranlagen witterungsbedingt keinen Strom liefern. Dies kann unter anderem durch die europäische Strommarktintegration, durch Speicher, durch mehr Flexibilität auf Seiten der Nachfrage oder auch durch Gaskraftwerke, die auf die volatile Stromerzeugung flexibel reagieren können, geleistet werden.

Deutschland zählt weltweit zu den Ländern mit den geringsten Ausfallzeiten bei der Stromver-

sorgung. Dies gelingt auch mit einem steigenden Anteil erneuerbarer Energien. Die zuverlässige Versorgung mit Strom ist wichtig sowohl für den Wirtschaftsstandort Deutschland als auch für jeden Bürger. Bei der Steuerung der Energiewende legt das BMWi großen Wert darauf, die Versorgung auch in Zukunft auf allerhöchstem Niveau zu sichern.

Deutschland ist voll in die europäische Stromversorgung integriert. Die Stromnetze in Europa sind miteinander verbunden. Der grenzüberschreitende Stromhandel führt zu einer effizienteren und kostengünstigeren Nutzung des europäischen Kraftwerkparks und ermöglicht die Nutzung von großräumigen Ausgleichseffekten bei der schwankenden Erzeugung von Energie aus Wind und Sonne. Genauso, wie es viel zu teuer und aufwändig ist, wenn sich jeder Haushalt in jeder Stunde vollständig selbst mit Strom versorgen würde, gilt dies für Deutschland insgesamt. Darum tauscht Deutschland Strom mit seinen Nachbarstaaten aus, so dass am Ende alle Stromkunden ihren Verbrauch günstiger und sicherer decken.

Derzeit gibt es noch erhebliche Überkapazitäten im deutschen und europäischen Stromsystem. Daher war es in den letzten Jahren für Investoren kaum sinnvoll, in ein neues Kraftwerk zu investieren. Mittlerweile verändern sich jedoch die Preise im Strommarkt. Existierende Gaskraftwerke, die zwischenzeitlich nicht betrieben wurden, produzieren wieder Strom und bieten ihren Strom am Markt an. Dabei ist zu beobachten, dass die Marktteilnehmer zügig reagieren, wenn Erzeugungskapazitäten knapper werden.

Mit der kombinierten Erzeugung von Strom und Wärme trägt die KWK zu einer hocheffizienten Energieversorgung bei. Soweit mit dem Ausstieg aus der Kernenergie und der Kohleverstromung neue Erzeugungskapazitäten erforderlich werden, ist der Ausbau einer energiewendetauglichen KWK, also einer flexiblen und zunehmend CO_2-armen Gas-KWK, die richtige Antwort.

Die Bundesregierung verlässt sich jedoch nicht allein auf den europäischen Stromhandel, die funktionierenden Marktkräfte und die Förderung der KWK. Vielmehr hat sie darüber hinaus eine dreifache Sicherung vorgesehen. Erstens sind Stromhändler verpflichtet, jederzeit ihre Lieferverpflichtungen zu erfüllen. Kommen sie dieser Verpflichtung nicht nach und führt ihr Verhalten zu systemschädlichen Abweichungen in der Systembilanz, entstehen den Stromhändlern hohe Kosten durch den Bezug sogenannter Ausgleichsenergie von den Übertragungsnetzbetreibern. Zweitens wird die Versorgungssicherheit durch ein kontinuierliches Monitoring fortlaufend überprüft. Drittens werden für nicht vorhersehbare Ereignisse unterschiedliche Reserven vorgehalten.

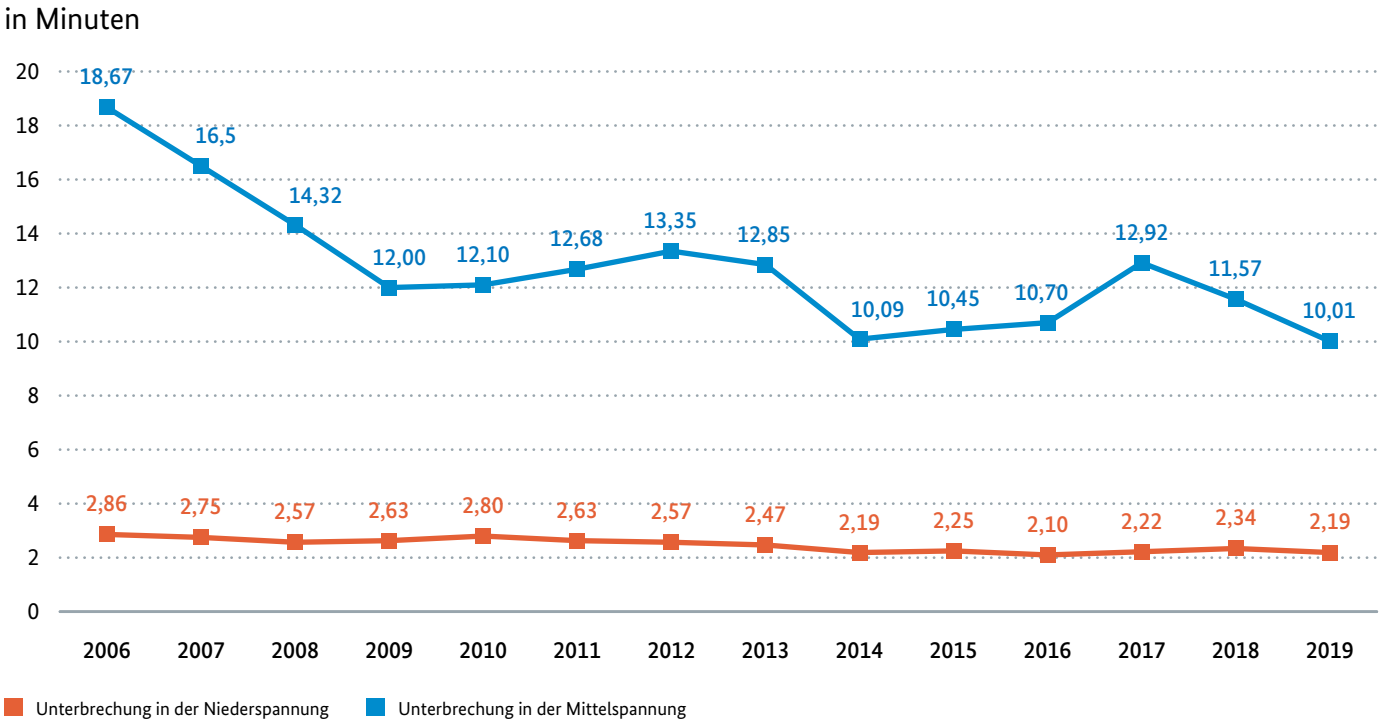
Die Versorgungssicherheit in Deutschland ist auf hohem Niveau gewährleistet. Das BMWi führt hierzu ein kontinuierliches Monitoring der Versorgungssicherheit durch (BMWi (2019c)). Im Rahmen des Monitorings wird auch ausführlich untersucht, wie sich der Strommarkt und die verfügbaren Kraftwerke in den kommenden Jahren entwickeln (r2b energy consulting, Consentec, Fraunhofer-ISI, TEP Energy (2019)).

Das Monitoring bezieht alle vorhersehbaren Ereignisse und Entwicklungen ein. So werden zum Beispiel unterschiedliche Wetterbedingungen berücksichtigt, auch die sogenannte kalte Dunkelflaute, bei der längere Zeit Windkraft und Solarenergie kaum zur Stromerzeugung beitragen. Ebenso wurde die schrittweise Reduktion der Kohleverstromung einbezogen. In allen untersuchten Szenarien kann die Stromnachfrage in Deutschland jederzeit gedeckt werden.

Auch in den Stromnetzen ist die Versorgungssicherheit gewährleistet. Voraussetzung für die Versorgung der Verbraucher ist die sichere Verfügbarkeit ausreichend bemessener Übertragungs- und Verteilernetzkapazitäten. Um auch die Stabilität der Netze auf der Übertragungsebene trotz des stockenden Netzausbaus zu gewährleisten, müssen die Netzbetreiber allerdings zunehmend häufiger Maßnahmen zur Gewährleistung der Systemstabilität anwenden (siehe Kapitel 12).

Die Unterbrechungsdauer der Versorgung auf Verteilernetzebene ist seit Jahren – auch im internationalen Vergleich – auf einem konstant sehr niedrigen Niveau. Von der Bundesnetzagentur wird jedes Jahr der „System Average Interruption Duration Index“ (SAIDI) ermittelt und veröffentlicht. Er gibt die durchschnittliche Versorgungsunterbrechungsdauer je angeschlossenem Letztverbraucher auf der Ebene der Verteilernetze an. In die Berechnung des SAIDI fließen alle ungeplanten Unterbrechungen ein, die länger als drei Minuten dauern. Der Index lag im Jahr 2018 mit 13,91 Minuten bzw. im Jahr 2019 mit 12,20 Minuten unter dem jeweiligen Vorjahreswert und erreichte im Jahr 2019 zudem einen Tiefststand. Seit 2006 ist der SAIDI um mehr als 40 Prozent gesunken. Die Verbesserung des SAIDI im Jahr 2018 gegenüber dem Vorjahr hängt auch damit zusammen, dass die Auswirkungen von Wetterereignissen geringer waren. Die Energiewende und der steigende Anteil dezentraler Erzeugungsleistung haben weiterhin keine negativen Auswirkungen auf die Versorgungsqualität. Im internationalen Vergleich gehört Deutschland bei der Versorgungssicherheit weiterhin zur Spitzengruppe.

Abbildung 9.3: Entwicklung des SAIDI



Quelle: BNetzA 10/2020

Das Monitoring der Versorgungssicherheit wird durch das Kohleausstiegsgesetz gestärkt und weiterentwickelt. Dadurch können neue Herausforderungen frühzeitig erkannt werden. Es wurde u. a. die Gesamtmethodik zur Versorgungssicherheit ausgebaut und die Teilbereiche noch stärker miteinander verzahnt, um die besonderen Herausforderungen des Kohleausstiegs angemessen abzubilden. Im Kohleausstiegsgesetz ist festgelegt, dass das Monitoring der Versorgungssicherheit ab dem 1. Januar 2021 in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur übergeht und weiterentwickelt wird. Die Bundesnetzagentur wird zu diesem Zweck fortlaufend eigene Analysen durchführen und erstmalig zum 31. Oktober 2021 einen Bericht zum Monitoring der Versorgungssicherheit mit Blick auf Markt und Netze veröffentlichen. Damit wird ein integriertes Monitoring der Versorgungssicherheit in allen versorgungssicherheitsrelevanten Bereichen (übergreifende, ganzheitliche Betrachtungen sowie differenzierte, aufeinander abgestimmte Analysen) entstehen. Das Monitoring zur Versorgungssicherheit wird kontinuierlich überprüft und weiterentwickelt. Dabei setzt sich das BMWi – auch zusammen mit den Ländern des sog. Pentalateralen Energieforums – für eine Stärkung des Monitorings auf der Ebene der Europäischen Union ein. Dazu gehört die weitergehende inhaltliche Ausgestaltung und Verbesserung des methodischen Rahmens und bspw. auch der gemeinsame Austausch, in welchem Umfang jeder EU-Mitgliedstaat zur gemeinsamen Versorgungssicherheit beitragen kann.

Reserven stehen in großem Umfang bereit, um die Versorgungssicherheit zusätzlich abzusichern. Um der hervorgehobenen Bedeutung der Versorgungssicherheit angemessen Rechnung zu tragen, steht bereits heute ein Sicherheitsnetz aus verschiedenen Reserven für unwahrscheinliche Ereignisse und Entwicklungen zur Verfügung. Dazu zählen die Kapazitätsreserve mit aktuell 1 GW, die Sicherheitsbereitschaft mit 2,7 GW, die Netzreserve mit 6,6 GW sowie besondere netztechnische Betriebsmittel im Umfang von 1,2 GW, die bis Oktober 2022 in Betrieb genommen werden sollen. Das ist vor allem deswegen wichtig, weil Marktteilnehmer sich nicht gegen völlig unvorhersehbare Ereignisse absichern. Sollten dennoch im Rahmen des Monitorings Engpässe absehbar werden, können die Reserven rechtzeitig erhöht werden.

Die Bundesregierung prüft alle Aspekte der Versorgungssicherheit fortlaufend und vorausschauend, um notwendige Maßnahmen frühzeitig zu erkennen und umzusetzen. Sofern Maßnahmen als erforderlich identifiziert werden, um beispielsweise den Kernenergie- und Kohleausstieg zu begleiten, werden diese unverzüglich umgesetzt.

Versorgung mit Erdgas

Deutschland ist mit einem Jahresverbrauch von rund 95 Mrd. Kubikmeter einer der größten Absatzmärkte für Erdgas in der Europäischen Union und gleichzeitig ein wichtiges Gastransitland. Dabei importiert Deutschland etwa 90 Prozent seines Jahresverbrauchs hauptsächlich aus Russland, Norwegen und den Niederlanden. Insbesondere als Brücke von fossilen zu erneuerbaren Energien im Strombereich kann Erdgas – eingesetzt zum Beispiel in KWK-Anlagen – eine wichtige Rolle spielen. Auch im Mobilitätsbereich kann Erdgas Vorteile gegenüber herkömmlichen Flüssigkraftstoffen haben. Insgesamt kann Erdgas im Vergleich zu anderen fossilen Energieträgern klimafreundlicher sein, da mit dessen Verbrennung geringere CO_2-Emissionen verbunden sind. Im Vergleich zu Strom ist Erdgas in großen Mengen speicherbar. Deutschland verfügt mit einem nutzbaren Erdgasspeichervolumen in Höhe von über 24 Mrd. Kubikmetern über die größten Speicherkapazitäten in der EU. Die bedarfsgerechte Optimierung, Verstärkung und der bedarfsgerechte Ausbau der

nationalen Erdgasinfrastruktur werden durch den Netzentwicklungsplan Gas (NEP Gas) der Fernleitungsnetzbetreiber gewährleistet, wie es in § 15a EnWG vorgesehen ist. Der NEP Gas ist ein wichtiger Baustein zum Erhalt der Versorgungssicherheit und der derzeit verbindliche NEP Gas 2018 – 2028 sieht einen Leitungsneubau von 1.364 Kilometern sowie eine zusätzliche Verdichterleistung von 499 MW bis zum Jahr 2028 vor. Das Investitionsvolumen hierfür beträgt rund 7 Mrd. Euro.

Zusammenfassend bieten das weit verzweigte Erdgasnetz, das große Speichervolumen, die liquiden Handelsmärkte und das diversifizierte Portfolio an Lieferländern und Importinfrastrukturen den deutschen Gasverbrauchern ein sehr hohes Niveau an Versorgungssicherheit. Hinzu kommt der gute technische Zustand der Erdgasinfrastruktur, der sich im SAIDI-Gas (System Average Interruption Duration Index) widerspiegelt. Er hatte im Jahr 2019 einen Wert von 0,98 und lag damit unter dem langjährigen Mittel von 1,5 Minuten. Nähere Informationen zur Erdgasversorgung in Deutschland finden sich in den Berichten des BMWi über die Versorgungssicherheit bei Erdgas (BMWi (2020d)) und im Monitoringbericht 2019 der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamts über die Entwicklungen auf den deutschen Elektrizitäts- und Gasmärkten (BNetzA, BKartA (2020)).

Mit der im August 2017 in Kraft getretenen Änderung der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) wurde das System des Gasnetzzugangs optimiert und an die in den vergangenen Jahren geänderten energiewirtschaftlichen Herausforderungen angepasst.

Die novellierte Verordnung über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung (EU) 2017/1938 erweitert die Reihe der Maßnahmen zur Sicherstellung einer unterbrechungsfreien Gasversorgung in der gesamten EU. Die Leitprinzipien der Verordnung bilden die regionale Zusammenarbeit im Rahmen der Krisenvorsorge und die gegenseitige solidarische Unterstützung unter den Mitgliedstaaten bei der Bewältigung von Gasversorgungskrisen. Die Mitgliedstaaten ergänzen ihre Risikoanalysen, Präventions- und Notfallpläne um regionale Kapitel und arbeiten an bilateralen Abkommen zu solidarischen Gaslieferungen für den Fall eines Versorgungsdefizits, das der betroffene Mitgliedstaat nicht durch marktbasierte Maßnahmen beheben kann.

Ein wichtiger Baustein der Diversifizierung der Energieversorgung ist der direkte Import von ausländischem Flüssigerdgas (Liquefied Natural Gas – LNG) aus unterschiedlichen Lieferquellen, sowohl über europäische als auch deutsche LNG-Infrastruktur. Am 13. Juni 2019 ist die Verordnung zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für den Aufbau der LNG-Infrastruktur in Deutschland in Kraft getreten. Ein Hemmnis war der Anschluss der LNG-Anlagen an das Fernleitungsnetz. Nach dem bisherigen Rechtsrahmen mussten die Anlagenbetreiber diesen Netzanschluss selbst bauen und bezahlen. Künftig werden die Fernleitungsnetzbetreiber dazu verpflichtet, die Leitungen zwischen deutschen LNG-Terminals und dem Fernleitungsnetz zu errichten. Um sicherzustellen, dass nur Leitungen gebaut werden, soweit und sobald LNG-Anlagen errichtet werden, müssen die Fernleitungsnetzbetreiber und die LNG-Anlagenbetreiber ihre Planungen und Baufortschritte eng miteinander abstimmen. Zudem wird der LNG-Anlagenbetreiber an den Kosten in Höhe von 10 Prozent beteiligt. 90 Prozent kann der Fernleitungsnetzbetreiber ohne Zeitverzug über die Gasnetzentgelte refinanzieren und auf die Netznutzer wälzen.

Die erste Bilanz zum vom BMWi angestoßenen „Dialogprozess Gas 2030“ wurde im Oktober 2019 veröffentlicht (BMWi (2019d)).

9.3 Ausstieg aus der Kernenergie

Die Abschaltung des Kernkraftwerks Philippsburg 2 Ende des Jahres 2019 war ein weiterer Schritt hin zum Kernenergieausstieg. Die verbleibenden sechs Kernkraftwerke mit einer Netto-Nennleistung von 8,1 GW werden bis spätestens Ende 2022 stufenweise vom Netz gehen (siehe Tabelle 9.1).

Tabelle 9.1: Fahrplan zum Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie zur Stromerzeugung

Name	Abschaltung bis Ende	Netto-Nennleistung (MW)
Grohnde	2021	1.360
Gundremmingen C		1.288
Brokdorf		1.410
Isar 2	2022	1.410
Emsland		1.336
Neckarwestheim 2		1.310
Summe		**8.114**

Quelle: BNetzA

Die Mittel zur Finanzierung der langfristigen Kosten der nuklearen Entsorgung stehen zur Verfügung – damit ist eine der zentralen mit dem Kernenergieausstieg verbundenen Herausforderungen gelöst. Am 3. Juli 2017 haben die Betreiber der deutschen Kernkraftwerke insgesamt rund 24,1 Mrd. Euro auf Konten des Fonds zur Finanzierung der kerntechnischen Entsorgung (KENFO) bei der Deutschen Bundesbank eingezahlt. Damit ist ihre Haftung für Kosten der nuklearen Entsorgung im Bereich der Zwischen- und Endlagerung beendet. Die Verantwortung für die Durchführung und Finanzierung der Zwischen- und Endlagerung ist mit Eingang der vollständigen Einzahlungen auf den Bund übergangen. Die Konzerne bleiben jedoch für die Stilllegung und den Rückbau der Kernkraftwerke sowie die fachgerechte Verpackung der radioaktiven Abfälle und deren Finanzierung voll verantwortlich. Die Zusammenführung der Handlungs- und der Finanzierungsverantwortung jeweils in einer Hand ist in dem im Juni 2017 in Kraft getretenen Gesetz zur Neuordnung der Verantwortung in der kerntechnischen Entsorgung geregelt. Der KENFO legt die eingezahlten Geldmittel langfristig an, um die Finanzierung der Kosten im Bereich der Zwischen- und Endlagerung über einen langen Zeitraum zu sichern.

Mit der Novellierung des Standortauswahlgesetzes im Jahr 2017 wurden die Kriterien für die Suche nach einem Endlager für hochradioaktive Abfälle festgelegt. Die Standortauswahl erfolgt in einem gestuften, transparenten, ergebnisoffenen und wissenschaftsbasierten Verfahren. Dabei werden die Empfehlungen der Kommission „Lagerung hoch radioaktiver Abfallstoffe“ umgesetzt und alle drei in Deutschland in Frage kommenden Wirtsgesteine berücksichtigt. Die Endlagerung soll in tiefen geologischen Formationen erfolgen mit der Option auf Reversibilität sowie Rückholbarkeit und Bergbarkeit der Abfälle. Die Auswahlkriterien werden in einem dreistufigen Auswahlverfahren angewendet, um den Standort mit der bestmöglichen Sicherheit für den Zeitraum von einer Million Jahre zu ermitteln. Die Öffentlichkeit soll in allen Phasen beteiligt werden (Kommission Lagerung hoch radioaktiver Abfallstoffe (2016)).

9.4 Kohleausstieg

Am 29. Januar 2020 hat die Bundesregierung für den Ausstieg aus der Kohleverstromung einen Entwurf für das Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze (Kohleausstiegsgesetz) dem Gesetzgeber vorgelegt. Das Gesetz wurde am 3. Juli 2020 von Bundestag und Bundesrat verabschiedet und trat am 14. August 2020 in weiten

Teilen in Kraft. Mit dem Gesetzespaket wird die Kohleverstromung in Deutschland sozial ausgewogen, planbar und wirtschaftlich vernünftig beendet. Gleichzeitig schafft es Perspektiven für eine sichere und bezahlbare Stromversorgung auf der Basis von hocheffizienten Gaskraftwerken, die den Übergang in eine treibhausgasneutrale Energieversorgung ermöglichen.

Das Kohleausstiegsgesetz setzt die energiepolitischen Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung" (KWSB) (Kommission Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung (2019)) im Wesentlichen um. Zeitgleich mit dem Kohleausstiegsgesetz hat der Gesetzgeber auch das Strukturstärkungsgesetz Kohleregionen beschlossen, mit dem die strukturpolitischen Empfehlungen der Kommission im Wesentlichen umgesetzt werden. Das Kohleausstiegsgesetz enthält gesetzliche Regelungen zum Ausstieg aus der Stein- und Braunkohleverstromung, Änderungen des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes und des Energiewirtschaftsgesetzes sowie weitere rechtliche Vorschriften. Das Kohleausstiegsgesetz sieht vor, dass bis Ende 2022 die Kohlekraftwerkskapazitäten von mehr als 40 Gigawatt (GW) im Jahr 2019 auf dann 30 GW reduziert werden – jeweils 15 GW Stein- und Braunkohle. Zwischen 2023 und 2030 werden weitere Kraftwerke schrittweise vom Markt gehen. Ziel ist, 2030 nur noch insgesamt 17 GW Kohlekraftwerkskapazitäten – 9 GW Braun- und 8 GW Steinkohle – am Markt zu haben. Spätestens 2038 wird das letzte Kohlekraftwerk in Deutschland vom Netz gehen. In 2026, 2029 und 2032 wird geprüft, ob ein Vorziehen aller nach 2030 vorgesehenen Stilllegungen um bis zu drei Jahre möglich ist und damit auch das Abschlussdatum auf 2035 vorgezogen werden kann.

Das Kohleausstiegsgesetz sieht unterschiedliche Instrumente zur Reduzierung der Kraftwerksleistung für die Stein- und Braunkohle vor. Die Reduzierung der Steinkohleverstromung erfolgt zunächst durch Ausschreibungen und anschließend durch gesetzliche Vorgaben. Dies gewährleistet einen planbaren und kosteneffizienten Ausstieg. Von 2020 bis 2026 finden zunächst Ausschreibungen für Steinkohleanlagen und Braunkohlekleinanlagen statt. Der Höchstpreis in den Ausschreibungen sinkt von 165.000 Euro/MW (2020) auf 89.000 Euro/MW (2026). Die Ausschreibungen der Stilllegungen werden ab 2024 durch Ordnungsrecht flankiert und ab 2027 vollends durch ordnungsrechtliche Stilllegungen ohne Kompensation abgelöst. Ordnungsrechtliche Stilllegungen erfolgen nach einer Altersreihung; umfangreich modernisierte Kraftwerke schieben sich in der Altersreihung nach hinten. Kleinanlagen bis 150 MW (oft Industriekraftwerke) werden frühestens 2030 ordnungsrechtlich stillgelegt. Die Regelungen zur Steinkohle wurden am 25. November 2020 beihilferechtlich genehmigt.

Die Verringerung der Braunkohleverstromung erfolgt durch gesetzliche Regelungen. Diese sollen von einem noch abzuschließenden öffentlich-rechtlichen Vertrag, den die Bundesregierung mit den Betreibern verhandelt hat und der der Zustimmung des Bundestages bedarf, flankiert werden. Der öffentlich-rechtliche Vertrag ist auf der Website des BMWi veröffentlicht. Der Rückgang der Braunkohleverstromung erfolgt mittels eines klar festgelegten Stilllegungspfades verbindlich, verlässlich und planbar. Die gesetzlichen Regelungen zur Entschädigung für die Stilllegung von Braunkohleanlagen sowie der öffentlich-rechtliche Vertrag bedürfen noch des Abschlusses der beihilferechtlichen Prüfung; hierzu wird die Europäische Kommission aller Voraussicht nach ein sogenanntes förmliches Prüfverfahren eröffnen.

Damit die Kohlemaßnahme auch europäisch eine positive Wirkung entfaltet, ist im Kohle-

ausstiegsgesetz eine Regelung vorgesehen, die es ermöglicht, freigewordene CO_2-Zertifikate zu löschen. Zudem erhalten Kraftwerksbetreiber über die Verlängerung und Weiterentwicklung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) Anreize für die Umrüstung von Kohle auf flexible und klimafreundlichere Stromerzeugung. Ebenso enthält das Gesetz auch Regelungen zur etwaigen Kompensation für stromkostenintensive Unternehmen im Fall eines Strompreisanstiegs durch den Kohleausstieg und zur Zahlung eines Anpassungsgeldes an ältere Beschäftigte im Kohlesektor, um ihnen den Übergang in den Ruhestand zu erleichtern. Das Strukturstärkungsgesetz unterstützt parallel die Kohleregionen mit bis zu 40 Mrd. Euro, um die wegfallenden Arbeitsplätze im Kohlesektor durch Investitionen in neue, innovative Geschäftsmodelle zu kompensieren.

9.5 Wesentliche bisherige Maßnahmen

Der Strommarkt 2.0 ermöglicht einen weiteren Ausbau erneuerbarer Energien. Zentrale Richtschnur dabei ist und bleibt das energiepolitische Zieldreieck aus Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit und Bezahlbarkeit. Mit dem Strommarktgesetz wurden 2016 die Weichen gestellt für einen Wettbewerb von flexibler Erzeugung, flexibler Nachfrage und Speichern. Außerdem werden die Stromhändler in die Pflicht genommen: Wer Strom an Kunden verkauft, muss eine identische Menge beschaffen, die von den Versorgern zeitgleich ins Netz eingespeist wird. Damit bleibt die Versorgung gesichert. Eine freie Preisbildung am Stromgroßhandelsmarkt sorgt für Investitionen in die benötigten Kapazitäten.

Die 2017 in Kraft getretene Änderung der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) stellt sicher, dass die deutsche Stromgebotszone auch künftig nicht einseitig durch die Übertragungsnetzbetreiber geteilt werden kann. Deutschland zeichnet sich durch eine einheitliche Stromgebotszone aus. Dies sorgt dafür, dass die Bedingungen für Netzzugang, Stromerzeugung und Strombezug im gesamten Bundesgebiet gleich sind. In einer einheitlichen Stromgebotszone erfolgt der Handel von Energie, ohne dass Netzrestriktionen berücksichtigt werden.

Bis Oktober 2019 wurden 13 Prozent der Braunkohlekapazitäten in eine Sicherheitsbereitschaft überführt. Das Strommarktgesetz sieht eine schrittweise Stilllegung von Braunkohlekraftwerksblöcken mit einer Netto-Nennleistung im Umfang von 2,7 GW vor. Die Kraftwerksblöcke werden vor der endgültigen Stilllegung zunächst für vier Jahre in eine Sicherheitsbereitschaft überführt, auf die als letzte Absicherung der Stromversorgung zurückgegriffen werden kann. Gemäß § 13g Absatz 8 EnWG hat das BMWi im Einvernehmen mit dem BMU den Bericht zur Evaluierung der Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft vorgelegt. Die Evaluierung zeigt, dass das Instrument der Sicherheitsbereitschaft bis 2020 voraussichtlich eine substanzielle CO_2-Einsparung erbringen wird. Die Bandbreite der Einsparungen reicht insgesamt von 11,8 Mio. Tonnen CO_2 bis hin zu 15,0 Mio. Tonnen CO_2.

Seit Oktober 2020 sichert eine Kapazitätsreserve die Stromversorgung zusätzlich ab. Dies regelt das im Dezember 2018 in Kraft getretene Energiesammelgesetz (EnSaG) sowie die Kapazitätsreserveverordnung (KapResV) vom Februar 2019. Die Kapazitätsreserve setzt sich aktuell mit einer Leistung von 1 GW aus Kraftwerken, Speichern oder regelbaren Lasten zusammen, die die Übertragungsnetzbetreiber für Ausnahmesituationen bereithalten. Die Kapazitätsreserve kommt also nur außerhalb des Marktes und ausschließlich dann zum Einsatz, wenn es trotz freier Preisbildung am Strommarkt nicht zur Deckung von Angebot und Nachfrage kommen sollte. Anlagen, die Teil der Kapazitätsreserve sind, können nicht am Strommarkt teil-

nehmen, so dass eine Verzerrung von Wettbewerb und Preisbildung ausgeschlossen wird. Die Vertragsdauer in der Kapazitätsreserve soll jeweils zwei Jahre betragen. Die Übertragungsnetzbetreiber haben die Anlagen auf Basis einer offenen Ausschreibung unter Vertrag genommen, beginnend zum 1. Oktober 2020. Die Kapazitätsreserve ist zunächst bis zum Jahr 2025 beihilferechtlich genehmigt.

Die im Juli 2020 von Bundestag und Bundesrat verabschiedete Novelle des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) hat zum Ziel, die flexibel einsetzbare und gasbefeuerte KWK auszubauen sowie den Einsatz erneuerbarer Energien im Wärmebereich zu fördern. Das KWKG setzt Anreize für Investitionen in hocheffiziente, flexible und CO_2-arme Kraftwerke. Durch den Ersatz des Brennstoffs Kohle durch Erdgas und den Neubau von KWK-Anlagen sollen, wie im Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 verankert, zusätzliche 4 Millionen t CO_2 im Stromsektor bis zum Jahr 2020 eingespart werden. Die Förderung für neue und modernisierte KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von mehr als 1 bis einschließlich 50 MW wird seit 2017 ausgeschrieben. Die Ausschreibungsverordnung dazu ist im August 2017 in Kraft getreten. Neben KWK-Anlagen werden in einer neuen Förderkategorie seit Juni 2018 innovative KWK-Systeme ausgeschrieben. Solche Systeme kombinieren besonders flexible KWK-Anlagen mit erneuerbarer Wärme und strombasierten flexiblen Wärmeerzeugern, wie beispielsweise Solarthermieanlagen oder Wärmepumpen. Neue, modernisierte und nachgerüstete KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung bis einschließlich 1 oder mehr als 50 MW bekommen weiterhin gesetzlich festgelegte Fördersätze. Das KWKG wurde im November 2018 im Rahmen des EnSaG um drei Jahre bis zum Jahr 2025 verlängert. Dadurch soll die Investitionsgrundlage für neue KWK-Anlagen verbessert werden. Die Novelle des KWKG von Juli 2020 fördert noch stärker den flexiblen Einsatz von KWK-Anlagen und die Einbindung von erneuerbaren Energien bei der Wärmeerzeugung.

Seit 2017 stärkt die Informationsplattform SMARD der Bundesnetzagentur die Transparenz am Strommarkt. Unter www.smard.de können interessierte Bürger und Fachleute aus dem Energiebereich, in Unternehmen und der Wissenschaft die zentralen Strommarktdaten (Erzeugung, Verbrauch, Großhandelspreise, Im- und Export sowie Daten zur Regelenergie) für Deutschland und teilweise ebenso für Europa für unterschiedliche Zeiträume (insbesondere auch nahezu in Echtzeit) abrufen und in Grafiken visualisieren. SMARD ermöglicht einen einfachen Zugang zu Informationen und trägt zu einer faktenorientierten Diskussion über die Energiewende und den Strommarkt bei.

Für mehr Transparenz am Strom- und Gasmarkt sorgt auch das Marktstammdatenregister (MaStR). Es hat am 31. Januar 2019 seinen Betrieb aufgenommen und führt die Stammdaten aller Anlagen der leitungsgebundenen Energieversorgung im Strom- und Gasmarkt in Deutschland sowie von deren Betreibern in Form einer einheitlichen online-basierten Datenbank (www.marktstammdatenregister.de) zusammen. Bis zum November 2020 wurden rund 1,7 Mio. Erzeugungsanlagen registriert. Laut einer Hochrechnung fehlen noch etwa 500.000 Registrierungen bis zum Ende der Übergangszeit zur Meldung von Bestandsanlagen am 31. Januar 2021. Mit

dem MaStR werden Meldepflichten vereinfacht und reduziert sowie Daten mit einem einfacheren Zugang und in einer besseren Qualität verfügbar gemacht. Die Daten des MaStR sollen zudem für SMARD verwendet werden. Im Jahr 2020 konnten wichtige Funktionen des Registers in Betrieb genommen werden; so z. B. die Möglichkeit zur Registrierung eines Betreiberwechsels.

Wesentliche bisherige Maßnahmen im Bereich Kraftwerke und Versorgungssicherheit

- Strommarktgesetz
- Änderung der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV)
- Sicherheitsbereitschaft
- Energiesammelgesetz (EnSaG)
- Kapazitätsreserveverordnung (KapResV)
- Novelle des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG)
- Novelle der Verordnung über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung (EU) 2017/1938
- Verordnung zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für den Aufbau der LNG-Infrastruktur in Deutschland
- Gesetz zur Neuordnung der Verantwortung in der kerntechnischen Entsorgung
- Gesetz zur Fortentwicklung des Gesetzes zur Suche und Auswahl eines Standortes für ein Endlager für Wärme entwickelnde radioaktive Abfälle und anderer Gesetze
- Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze (Kohleausstiegsgesetz)
- SMARD – Strommarktdaten
- Marktstammdatenregister (MaStR)

10. Bezahlbare Energie und faire Wettbewerbsbedingungen



Wo stehen wir?

Die Letztverbraucher gaben insgesamt in den Jahren 2018 und 2019 jeweils etwas mehr für Endenergie aus als im Vorjahr. Ein Grund sind gestiegene Preise, z. B. im Jahr 2018 auf den internationalen Rohstoffmärkten und in beiden Jahren für Strom. Bezogen auf die Wirtschaftsleistung ist der Anteil der Energieausgaben jedoch in beiden Jahren gesunken.

Die Ausgaben für Strom gemessen am Bruttoinlandsprodukt sind im Jahr 2018 geringfügig gestiegen; allerdings war seit 2010 nur der Wert für 2017 noch niedriger als der für 2018.

Der durchschnittliche Strompreis für Haushaltskunden blieb im Jahr 2018 annähernd konstant und stieg 2019 trotz sinkender Netzentgelte und EEG-Umlage leicht an. Ursache waren die gestiegenen Preise für Energiebeschaffung und Vertrieb.

Für Industriekunden, die nicht unter Entlastungsregelungen fallen, sind die Strompreise im Jahr 2018 um 2,7 Prozent gestiegen. Im Jahr 2019 war ein weiterer Anstieg um 4,4 Prozent zu verzeichnen.

Verschiedene Entlastungsregelungen führen dazu, dass insbesondere Unternehmen, deren Produktion besonders stromkostenintensiv ist und die stark im internationalen Wettbewerb stehen, unter bestimmten Bedingungen reduzierte Zahlungsverpflichtungen tragen, um deren Wettbewerbsfähigkeit zu erhalten.

Das im Juli 2017 in Kraft getretene Netzentgeltmodernisierungsgesetz (NEMoG) regelt die schrittweise, bundesweite Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte bis zum Jahr 2023 sowie die Abschmelzung des Privilegs der vermiedenen Netzentgelte ab dem Jahr 2018 (siehe Kapitel 12).

Durch die Umstellung der EEG-Förderung auf wettbewerbliche Ausschreibungen konnten insgesamt Kostensenkungen für den weiteren Ausbau der Erneuerbaren erreicht werden. Der Einbruch bei neuen Projekten von Wind an Land hat allerdings dazu geführt, dass sich die Gebote in den Ausschreibungen zuletzt am gesetzlich festgelegten Höchstpreis orientiert haben.

Das Nachhaltigkeitsziel (Sustainable Development Goal, SDG) 7 der Agenda 2030 der Vereinten Nationen adressiert unter anderem den universellen, bezahlbaren und verlässlichen Zugang zu modernen Energiedienstleistungen. Dies ist zugleich ein wichtiges Anliegen der Deutschen Nachhaltigkeitsstrategie.

Was ist neu?

Mitte Juli 2020 wurde die Änderung der Erneuerbare-Energien-Verordnung (EEV) mit Zustimmung des Bundestages vom Bundeskabinett beschlossen. Durch Einnahmen aus der nationalen CO_2-Bepreisung und Zuschüsse aus dem Konjunktur- und Zukunftspaket wird die EEG-Umlage im Jahr 2021 auf 6,5 ct/kWh und im Jahr 2022 auf 6,0 ct/kWh gesenkt (siehe Kapitel 4).

Die Refinanzierung dieser Strompreisdämpfung erfolgt durch einen Teil der Einnahmen des neu eingeführten nationalen CO_2-Bepreisungssystems für die Sektoren Wärme und Verkehr. In diesen Bereichen werden die Verbraucherpreise in den nächsten Jahren also tendenziell steigen. So sollen Verbraucher zu mehr Klimaschutz und zur Einsparung fossiler Energieträger angereizt werden.

BEZAHLBARKEIT WETTBEWERBSFÄHIGKEIT	Die Bezahlbarkeit von Energie erhalten und die Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands sichern.

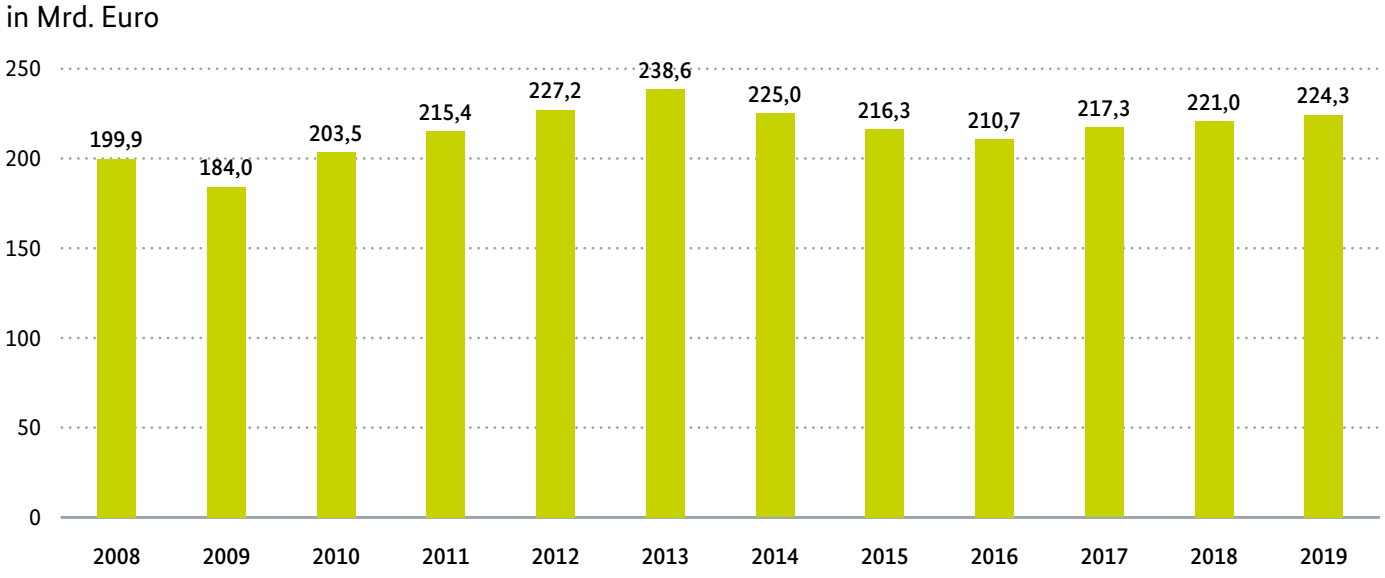
10.1 Letztverbraucherausgaben für Energie

Die Letztverbraucherausgaben für den Endenergieverbrauch sind im Jahr 2018 von 217 auf 221 Milliarden Euro und im Jahr 2019 nochmals auf 224 Milliarden Euro gestiegen. Dies zeigen Berechnungen auf Grundlage der Energiebilanz. Betrachtet man die Entwicklung über einen längeren Zeitraum, so gab es jedoch neben Anstiegen auch immer wieder Rückgänge (siehe Abbildung 10.1).

Eine gesamtwirtschaftliche Betrachtung von Energieausgaben gibt Aufschluss über die Bezahlbarkeit von Energie im Allgemeinen. Dazu werden die über alle Letztverbraucher aggregierten Ausgaben betrachtet. Darüber hinaus gibt ein Vergleich der Ausgabenentwicklung mit der Entwicklung der Wirtschaftsleistung Hinweise auf die Tragfähigkeit der Energieausgaben für die Volkswirtschaft.

So sind die auf die Wirtschaftsleistung bezogenen Letztverbraucherausgaben für den Endenergieverbrauch sowohl 2018 als auch 2019 jeweils leicht zurückgegangen. Hintergrund ist, dass neben den Energieausgaben in den Jahren 2018 und 2019 auch das nominale Bruttoinlandsprodukt angestiegen ist, und zwar in einem Maße, das den Anstieg des Energieverbrauchs überkompensiert. Der aktuelle Anteil der Letztverbraucherausgaben für den Endenergieverbrauch am Bruttoinlandsprodukt von 6,5 Prozent im Jahr 2019 ist sogar der niedrigste Wert seit 2002.

Abbildung 10.1: Letztverbraucherausgaben für den Endenergieverbrauch

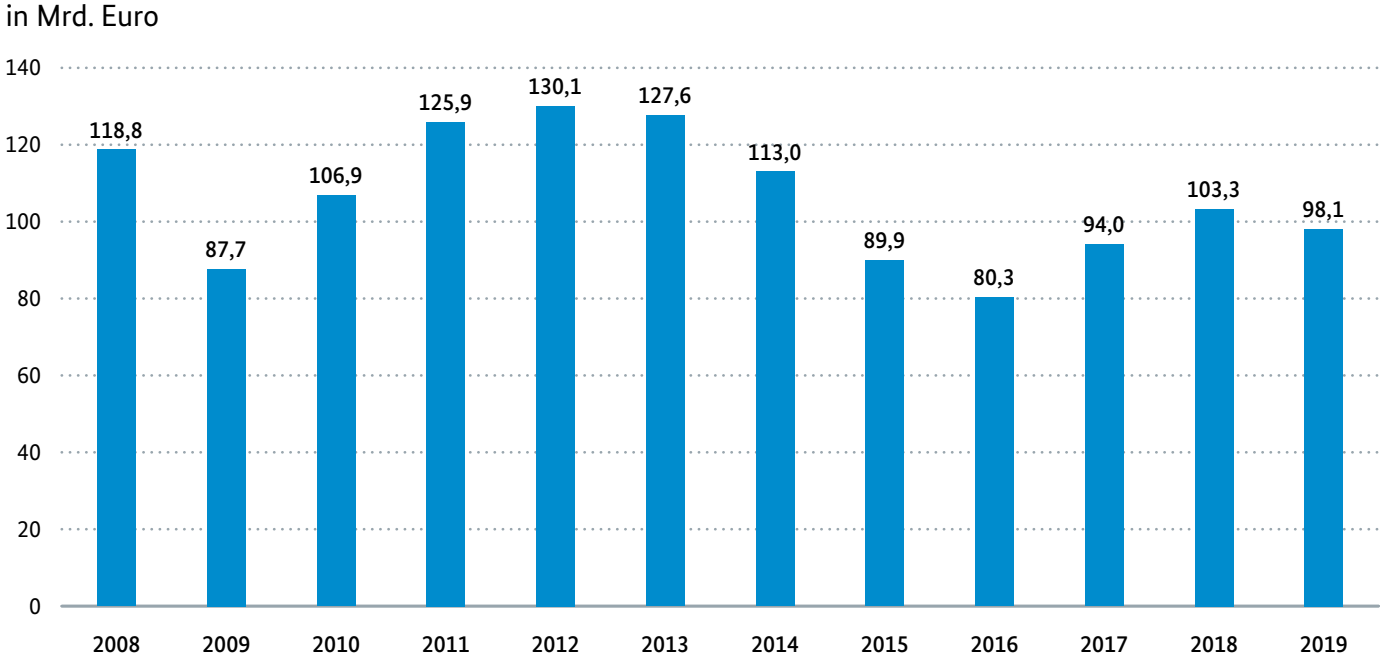


Quelle: Eigene Berechnungen BMWi auf Basis von AGEB und BAFA 09/2020

Gesamtwirtschaftliche Ausgaben für Primärenergie

Einfluss auf die Letztverbraucherausgaben für Energie haben auch die Ausgaben für die Bereitstellung von Primärenergie. Im Jahr 2018 sind sie zum zweiten Mal in Folge gegenüber dem Vorjahr gestiegen, und zwar um 9,7 Prozent auf gut 103 Milliarden Euro. Im Zehn-Jahres-Vergleich liegen sie aber auf einem mittleren Niveau (siehe Abbildung 10.2). Der Anstieg im Jahr 2018 lag vor allem an den massiv gestiegenen Importpreisen für fossile Rohstoffe, während die Energienachfrage leicht gesunken ist. So sind die Energiekosten durch den Verbrauch importierter fossiler Primärenergieträger von rund 56,9 Milliarden Euro im Jahr 2016 auf rund 67,6 Milliarden Euro im Jahr 2018 gestiegen. Da die Importpreise im Jahr 2019 jedoch deutlich sanken, setzte sich diese Entwicklung trotz wieder gestiegener Importmengen (insbesondere für Gas) nicht fort. Insgesamt lagen die Energiekosten für den Verbrauch importierter fossiler Primärenergieträger 2019 bei rund 65,2 Milliarden Euro. Entsprechend gingen die Letztverbraucherausgaben für die Bereitstellung von Primärenergie auf 98,1 Milliarden Euro zurück und damit auf ein Niveau nur wenig über dem von 2017 und deutlich unter dem Durchschnitt der letzten zehn Jahre von 106,9 Milliarden Euro.

Abbildung 10.2: Gesamtwirtschaftliche Ausgaben für die Bereitstellung von Primärenergie



Quelle: Eigene Berechnungen BMWi auf Basis von AGEB und BAFA 09/2020

Die Letztverbraucherausgaben für Strom sind im Jahr 2018 gegenüber dem Vorjahr um 5,5 Prozent gestiegen, im Jahr 2019 lediglich um 2,2 Prozent, und zwar von 79,2 auf 81 Milliarden Euro (siehe Tabelle 10.1). Treiber für die Anstiege waren im Wesentlichen die marktgetriebenen Ausgaben, namentlich die Kosten für Erzeugung und Vertrieb. Die Ausgaben für staatlich induzierte Elemente sind dagegen insgesamt in beiden Jahren gesunken, darunter insbesondere die EEG-Umlage. Die gesamten Netzentgelte gingen im Jahr 2018 zurück, 2019 stiegen sie wieder leicht an. Bezogen auf die Wirtschaftsleistung stieg der Anteil der Ausgaben für Strom im Jahr 2018 geringfügig von 2,3 auf 2,4 Prozent an und blieb 2019 konstant (siehe Abbildung 10.3). Im Vergleich der Jahre seit 2010 blieb er damit unterdurchschnittlich – lediglich der Anteil im Jahr 2017 war noch niedriger.

Tabelle 10.1: Letztverbraucherausgaben für Strom

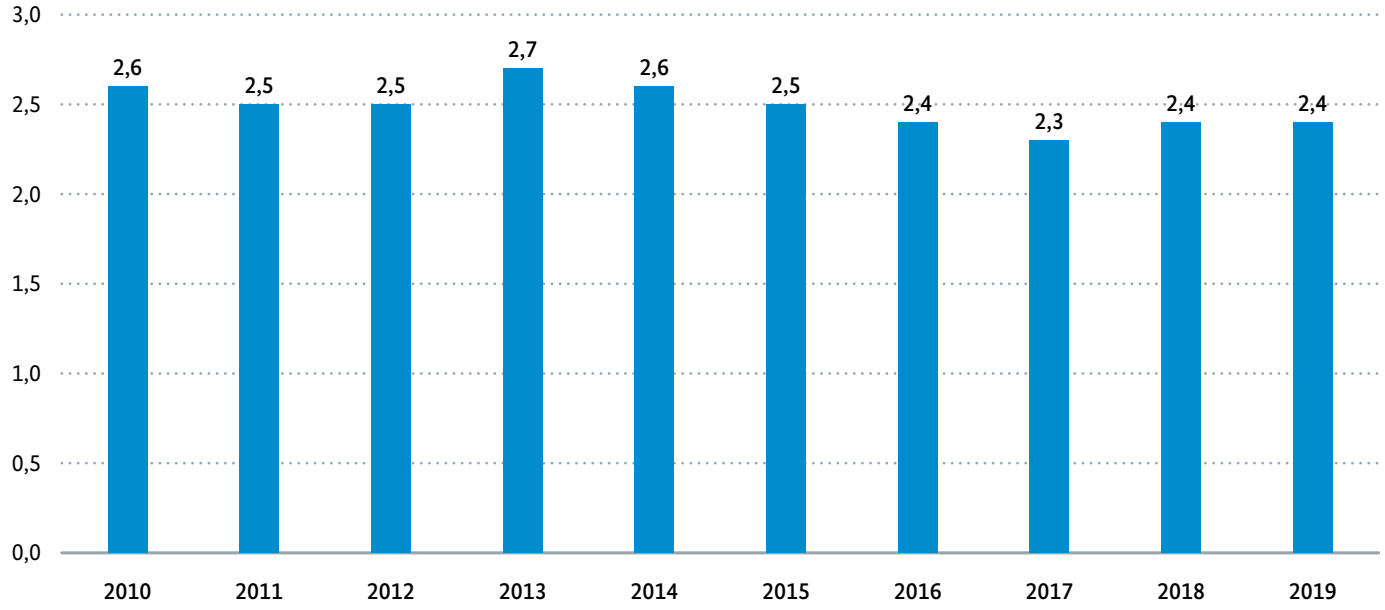
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019*
Gesamtausgaben (in Mrd. Euro)	**65,6**	**68,6**	**69,5**	**76,6**	**76,0**	**75,3**	**74,2**	**75,1**	**79,2**	**81,0**
Staatlich induzierte Elemente	**21,9**	**27,9**	**28,5**	**35,6**	**37,9**	**37,1**	**38,5**	**40,6**	**40,3**	**39,8**
Davon:										
Mehrwertsteuer	4,7	4,9	5,1	5,6	5,7	5,8	5,7	6,0	5,9	6,1
Stromsteuer	6,4	7,2	7,0	7,0	6,6	6,6	6,6	6,9	6,9	6,7
Konzessionsabgabe	2,1	2,2	2,1	2,1	2,0	2,1	2,0	2,0	2,0	2,0
EEG-Umlage	8,3	13,4	14,0	19,8	22,3	22,0	22,7	24,4	24,2	22,5
Umlage nach KWKG	0,4	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	1,3	1,3	1,1	1,0
Offshore-Haftungsumlage und Umlage für abschaltbare Lasten	-	-	-	0,7	0,8	0,0	0,2	0,0	0,2	1,5
Staatlich regulierte Elemente	**15,2**	**15,4**	**16,5**	**18,1**	**17,9**	**18,0**	**18,8**	**20,8**	**19,9**	**20,2**
Davon:										
Netzentgelte Übertragungsnetz	2,2	2,2	2,6	3,0	3,1	3,5	3,8	5,3	5,7	4,9
Netzentgelte Verteilnetz	13,0	13,2	13,9	15,1	14,7	14,5	14,9	15,5	14,2	15,3
Marktgetriebene Elemente	**28,5**	**25,3**	**24,5**	**22,9**	**20,2**	**20,2**	**16,9**	**13,7**	**19,0**	**21,0**
Davon:										
Marktwert EEG-Strom	3,5	4,4	4,8	4,2	4,1	4,7	4,3	5,9	8,0	7,3
Erzeugung und Vertrieb	25,0	20,8	19,7	18,6	16,0	15,4	12,6	7,8	11,0	13,8

Quelle: BMWi sowie Berechnungen und Schätzungen der Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ auf Basis von StBA und ÜNB (12/2020). Den Berechnungen der Gesamtausgaben liegen die Erlöse aus dem Stromabsatz abzüglich Steuervergünstigungen aus nachträglichen Entlastungsverfahren zugrunde. Die Mehrwertsteuer wird aufgrund der Möglichkeit zum Vorsteuerabzug für Unternehmen nur für private Haushalte ausgewiesen.

*Zum Teil vorläufige Werte

Abbildung 10.3: Anteil Letztverbraucherausgaben für Strom am Bruttoinlandsprodukt

in Prozent



Quelle: BMWi auf Basis StBA und Untersuchungen der Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ 12/2020

Debatte zu Kosten der Energiewende

Aussagen zu Kosten der Energiewende erreichen eine hohe öffentliche Aufmerksamkeit, weil sie eng mit den Zielen zusammenhängen, dass Energie bezahlbar und die Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands gesichert bleibt. Dabei wird allerdings nicht selten ein Kostenbegriff verwendet, der lediglich die finanzielle Höhe eines bestimmten energiepolitischen Eingriffs, wie z. B. EEG und EEG-Umlage, beschreibt. Dabei werden bestehende Wechselwirkungen ebenso wenig beachtet wie der „Blick aufs Ganze“. So führt der Ausbau der Erneuerbaren im Stromsektor zu sinkenden Börsenstrompreisen und diese wiederum zu einer steigenden EEG-Umlage. Beide Entwicklungen schlagen sich letztlich zum Teil in den Endverbraucherpreisen nieder und heben sich dort zumindest teilweise auf. Bei einem „Blick aufs Ganze“, der in den oben dargestellten Grafiken erfolgt und alle relevanten Bereiche (Wärme, Mobilität und Strom) umfasst, zeigt sich, dass die Belastung der Bürger mit Energiekosten in den letzten Jahren zwar schwankte, insgesamt aber bei durchschnittlicher gesamtwirtschaftlicher Betrachtung über mehrere Jahre kein Anstieg zu verzeichnen ist. Dabei ist die „reale“ Entwicklung noch deutlich günstiger als die „nominale“ Entwicklung. Denn nicht nur die Preise steigen, sondern auch viele Einkommen. Berücksichtigt man dies, indem man z. B. die Energieausgaben der Bürger und Unternehmen in Relation zur Wirtschaftsleistung (z. B. dem Bruttoinlandsprodukt) setzt, zeigt sich, dass die „reale“ Gesamtbelastung in den letzten Jahren sogar gesunken ist.

Unabhängig davon kommt es bei jeder einzelnen Maßnahme darauf an, eine wirtschaftliche Umsetzung zu finden, die eine kosteneffiziente Zielerreichung ermöglicht und die Bezahlbarkeit für alle Letztverbraucher gewährleistet. Wirkungsanalysen leisten hierbei wichtige Hilfestellungen und können Aussagen zu einzelnen Kostenpositionen des heutigen Stromsystems bzw. zu Bestandteilen von Energiepreisen umfassen.

Eine Aufsummierung einzelner Kostenpositionen des heutigen Stromsystems bzw. des Strompreises (EEG-Umlage, Netzentgelte etc.) kann die Gesamtkosten der Energiewende nur unvollständig und damit nicht sachgerecht abbilden. Insbesondere würde mit einem solchen Ansatz der Eindruck vermittelt, dass ohne die Energiewende eine Energieversorgung ohne weitere Zusatzkosten gewährleistet werden könnte. Dies ist aber nicht so. Vielmehr müssten in diesem Fall notwendige Investitionen für eine Fortführung bisheriger, vor allem fossiler Erzeugungsanlagen sowie Beschaffungskosten für Brennstoffimporte mitberechnet werden. Es wird damit deutlich, dass eine umfassende Kostenbetrachtung der Energiewende einen analytischen Vergleich zwischen einem Energiesystem mit Energiewende und einem Energiesystem ohne Energiewende voraussetzt. Dies erfordert eine modellbasierte gesamtwirtschaftliche Analyse, in der die Energieversorgung heute und in der Zukunft mit einer hypothetischen Welt ohne Energiewende verglichen wird.

Mittels einer solchen Modellanalyse lassen sich u. a. die Investitionen abschätzen, die für die Umsetzung der Energiewende zusätzlich zu den laufenden Erhaltungsinvestitionen zu tätigen wären (u. a. BCG, Prognos (2018), GWS und Prognos (2018)). Auch diese Mehrinvestitionen in das Energiesystem können aber kein vollständiges Bild über gesamtwirtschaftliche (Netto-)Kosten der Energiewende geben. Denn diese zusätzlichen Investitionsimpulse lösen auch zusätzliche Beschäftigungs- und Wachstumseffekte aus.

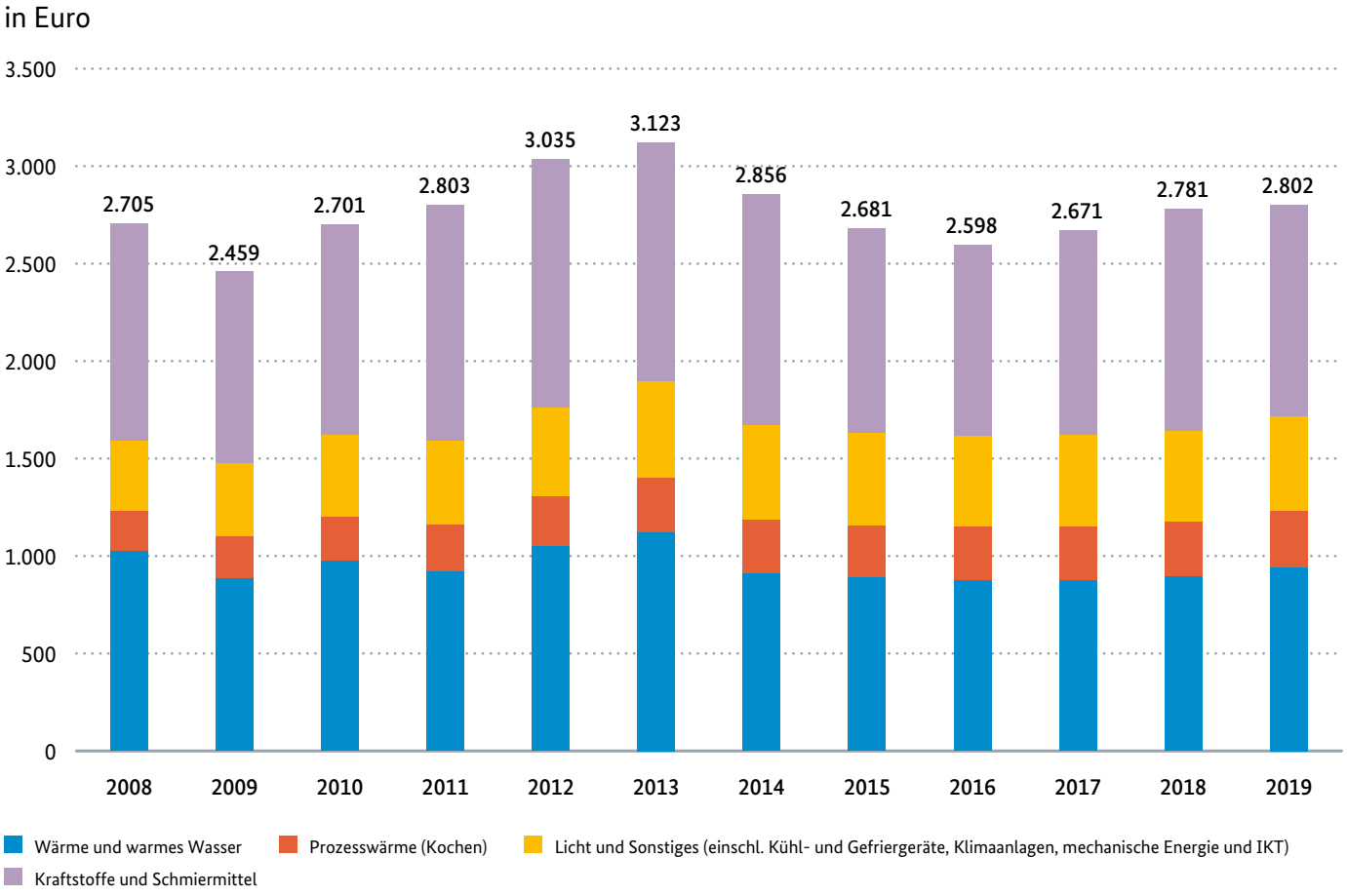
Darüber hinaus ist ein Energiesystem, das auf konventionellen Energiequellen beruht, mit Klima- und Umweltbelastungen sowie mit Gesundheitsrisiken verbunden (GWS, Fh ISI (2018)). Diese Folgewirkungen lassen sich nicht vollständig in Marktpreisen und Kosten ausdrücken, sie müssen aber dennoch von der Gesellschaft getragen werden. Mit der Energiewende und einer Energieversorgung, die zunehmend auf erneuerbaren Energien und Effizienz basiert, werden diese Folgekosten des bisherigen Energiesystems schrittweise zurückgeführt. Das ist ein Vorteil der Energiewende, der bei einer Kostenbewertung berücksichtigt werden müsste, um ein vollständiges Bild zu erhalten.

Für die Bundesregierung gehört die Bezahlbarkeit neben der Versorgungssicherheit und der Umweltverträglichkeit zu den Leitkriterien bei einer optimierten Umsetzung der Energiewende. Die Bezahlbarkeit ist auch ein wichtiges Element des Nachhaltigkeitsziels 7 der Agenda 2030 der Vereinten Nationen „Zugang zu bezahlbarer, verlässlicher, nachhaltiger und moderner Energie für alle sichern“. So konnte beispielsweise die Kostendynamik bei der EEG-Umlage dank verschiedener Novellen in den letzten Jahren spürbar abgebremst werden. Im Rahmen der oben dargelegten Möglichkeiten und Herausforderungen trägt das Monitoring der Energiewende zu einer erweiterten und vertieften Kostenbetrachtung bei.

10.2 Bezahlbare Energie für private Haushalte

Private Haushalte gaben im Jahr 2019 etwas mehr für Energie aus als noch im Vorjahr, im Zehn-Jahres-Vergleich lagen die Ausgaben aber auf einem mittleren Niveau. Im Durchschnitt betrugen die Energieausgaben eines Haushaltes 2019 rund 2.802 Euro (siehe Abbildung 10.4), ein Anstieg um 4,4 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Ursächlich waren vor allem die höheren Ausgaben für Heizung und Warmwasser, die um 5,3 Prozent stiegen. Für Beleuchtung/Kühlen/mechanische Energie und IKT sowie für sog. Prozesswärme, die zum Kochen erforderlich ist, gaben Haushalte im Durchschnitt 3,1 Prozent mehr aus als im Vorjahr. Dagegen lagen die Ausgaben für Kraftstoffe um 4,3 Prozent unter dem Vorjahreswert. Im Jahr 2018 waren die Gesamtausgaben eines Privathaushalts für Energie ebenfalls bereits gestiegen, und zwar um 4,1 Prozent gegenüber 2017.

Abbildung 10.4: Durchschnittliche jährliche Energieausgaben eines privaten Haushalts



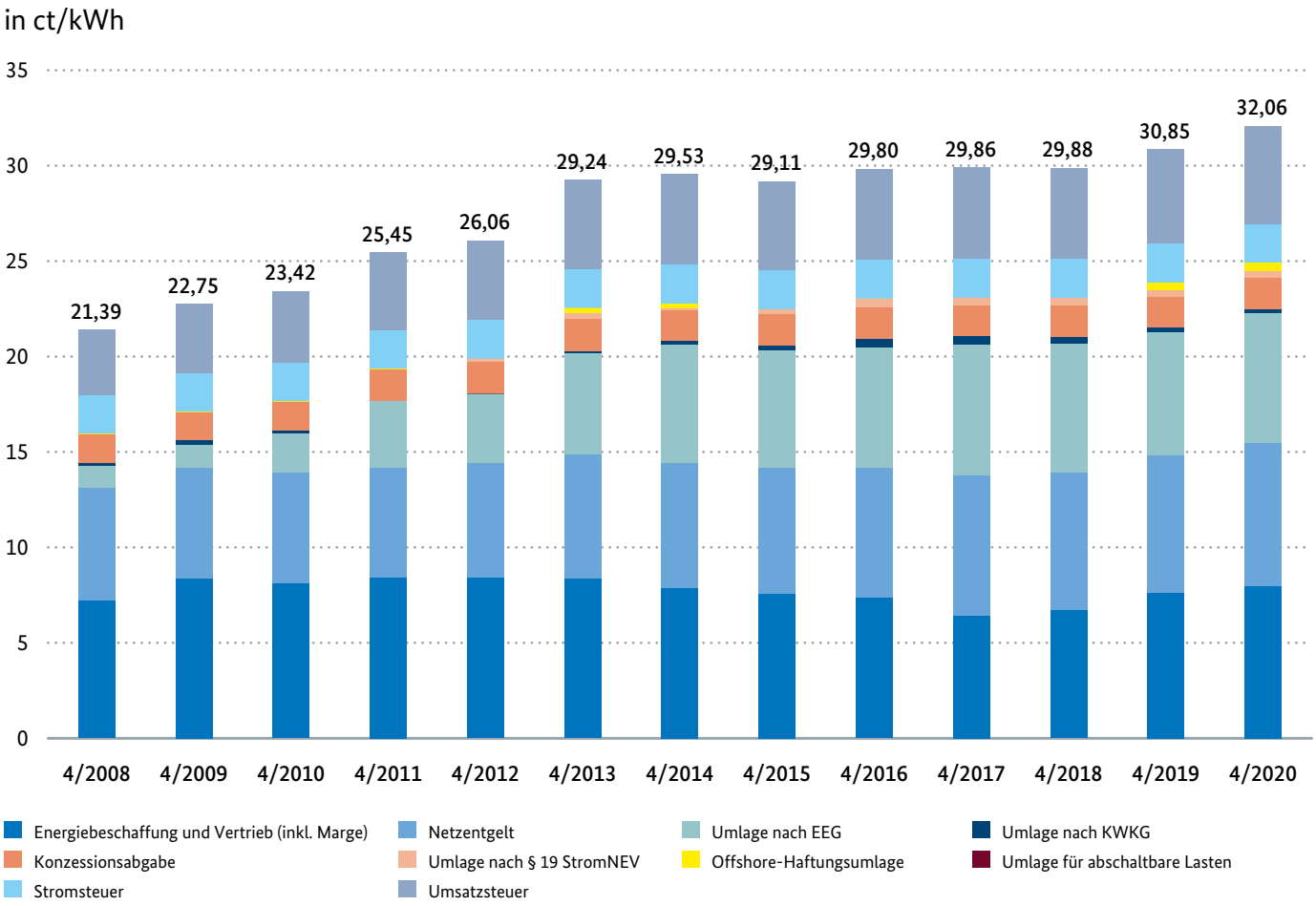
Quelle: Statistisches Bundesamt, Einkommens- und Verbrauchsstichprobe 1998, 2003, 2008, 2013, 2016 und 2017; BMWi-Berechnungen

Der Anteil der Energieausgaben an den Nettokonsumausgaben betrug im Jahr 2018 durchschnittlich rund 9,2 und im Jahr 2019 rund 9,3 Prozent. Bei Haushalten mit einem niedrigen Nettoeinkommen von weniger als 1.300 Euro im Monat war der Anteil mit 11 bzw. 11,2 Prozent größer. Unterscheidet man die Ausgaben für Kraftstoffe auf der einen und die Ausgaben für die Energieträger zum Heizen, zum Kochen und für Strom auf der anderen Seite, so zeigen sich noch deutlichere Unterschiede. Während im Jahr 2019 durchschnittlich 3,6 Prozent der Konsumausgaben der Haushalte auf Kraftstoffe entfielen (2018: 3,8 Prozent), betrug der Anteil bei Haushalten mit einem niedrigen Einkommen lediglich rund 2,2 Prozent (2018: 2,3 Prozent). Dagegen machten die Energieausgaben zum Heizen, zum Kochen und für Strom bei diesen Haushalten rund 9 Prozent der Konsumausgaben aus (2018: 8,7 Prozent). Dies ist deutlich mehr als im Durchschnitt aller Haushalte, wo der Anteil bei 5,7 Prozent lag (2018: 5,4 Prozent). Gerade in diesem lebensnotwendigen Bereich bleibt die Bezahlbarkeit von Energie für Haushalte mit geringem Einkommen eine Herausforderung.

Die Strompreise sind 2018 kaum und 2019 etwas stärker gegenüber den jeweiligen Vorjahreswerten gestiegen. Haushaltskunden zahlten 2018 zum Stichtag im April im Durchschnitt 29,88 ct/kWh, 2019 30,85 ct/kWh. Das ist ein Anstieg von weniger als 0,1 Prozent im Jahr 2018 und von 3,2 Prozent im Jahr 2019. Dabei stiegen die Preisbestandteile für Beschaffung und Vertrieb seit 2017 wieder an. Dagegen sank die EEG-Umlage im Jahr 2018 von 6,88 auf 6,79 ct/kWh und 2019 weiter auf 6,41 ct/kWh. Auch die Netzentgelte gingen zunächst zurück, und zwar – bei einer Durchschnittsbetrachtung – von 7,31 auf 7,19 ct/kWh im Jahr 2018. 2019 nahmen sie geringfügig auf 7,21 ct/kWh zu (siehe Abbildung 10.5). Zum Stichtag im April 2020 sind die Strompreise allerdings etwas deutlicher gestiegen, und zwar um 3,9 Prozent auf 32,06 ct/kWh. Treiber für diese Entwicklung waren sowohl die marktgetriebenen Kosten für Energiebeschaffung und Vertrieb als auch höhere Netzentgelte und EEG-Umlage.

Insgesamt konnte die Kostendynamik bei den Strompreisen in den letzten Jahren (seit 2013) relativ gering gehalten werden – dies ist auch das Ergebnis der Anstrengungen, die Energiewende so kosteneffizient wie möglich zu gestalten. Diese Politik hat die Bundesregierung konsequent fortgesetzt, und sie zeigt mit den gegenüber 2017 gesunkenen Preisbestandteilen EEG-Umlage und Netzentgelte erste Wirkungen. So wurde mit dem Anfang 2017 in Kraft getretenen novellierten EEG die Förderung von erneuerbaren Energien und Kraftwärmekopplung auf wettbewerbliche Ausschreibungen umgestellt. Damit konnten bereits sehr deutliche Senkungen bei den Förderkosten für den weiteren Ausbau der Erneuerbaren erreicht werden. Die Ergebnisse der bisherigen Ausschreibungen für Photovoltaik und Wind zeigen dies deutlich (siehe Kapitel 4), wobei zuletzt die geringe Wettbewerbsintensität bei Wind an Land dazu geführt hat, dass die Gebote nahe am gesetzlich vorgegebenen Höchstwert lagen. Eine mittelfristige Dämpfung der Kostenentwicklung hat auch das im Juli 2017 in Kraft getretene Netzentgeltmodernisierungsgesetz zum Ziel, das u.a. ein Abschmelzen der sogenannten vermiedenen Netzentgelte festlegt. Aufgrund des sehr hohen Wettbewerbs im Markt der Endkundenstromanbieter können Kunden zudem durch einen Wechsel des Stromanbieters Kosten sparen.

Abbildung 10.5: Durchschnittlicher Strompreis privater Haushalte



Quelle: BNetzA 12/2020. Die Daten sind jeweils zum Stichtag 1. April des Jahres ermittelt worden. Bis 2015 wurde ein Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh angenommen. Seit 2016 wird ein Jahresverbrauch von 2.500 bis 5.000 kWh zugrunde gelegt.

Die Anstieg der Verbraucherpreise für Heizöl im Jahr 2018 ist vor allem auf die höheren Rohölpreise an den internationalen Rohstoffmärkten zurückzuführen. So stiegen die Einfuhrpreise für Rohöl um gut 26 Prozent. Im Jahr 2019 gingen sie allerdings wieder spürbar zurück (um gut 5 Prozent), so dass auch die Heizölpreise nachgaben. Die Verbraucherpreise für Erdgas sind seit 2013 zurückgegangen, zuletzt im Jahr 2019 um mehr als 3 Prozent auf 5,89 ct/kWh. Damit liegen sie deutlich unter dem EU-Durchschnitt von 6,70 ct/kWh. Diese Entwicklung ergab sich, obwohl der Grenzübergangspreis für Erdgas in den Jahren 2017 und 2018 spürbar gestiegen ist.

10.3 Bezahlbare Energie für die Industrie

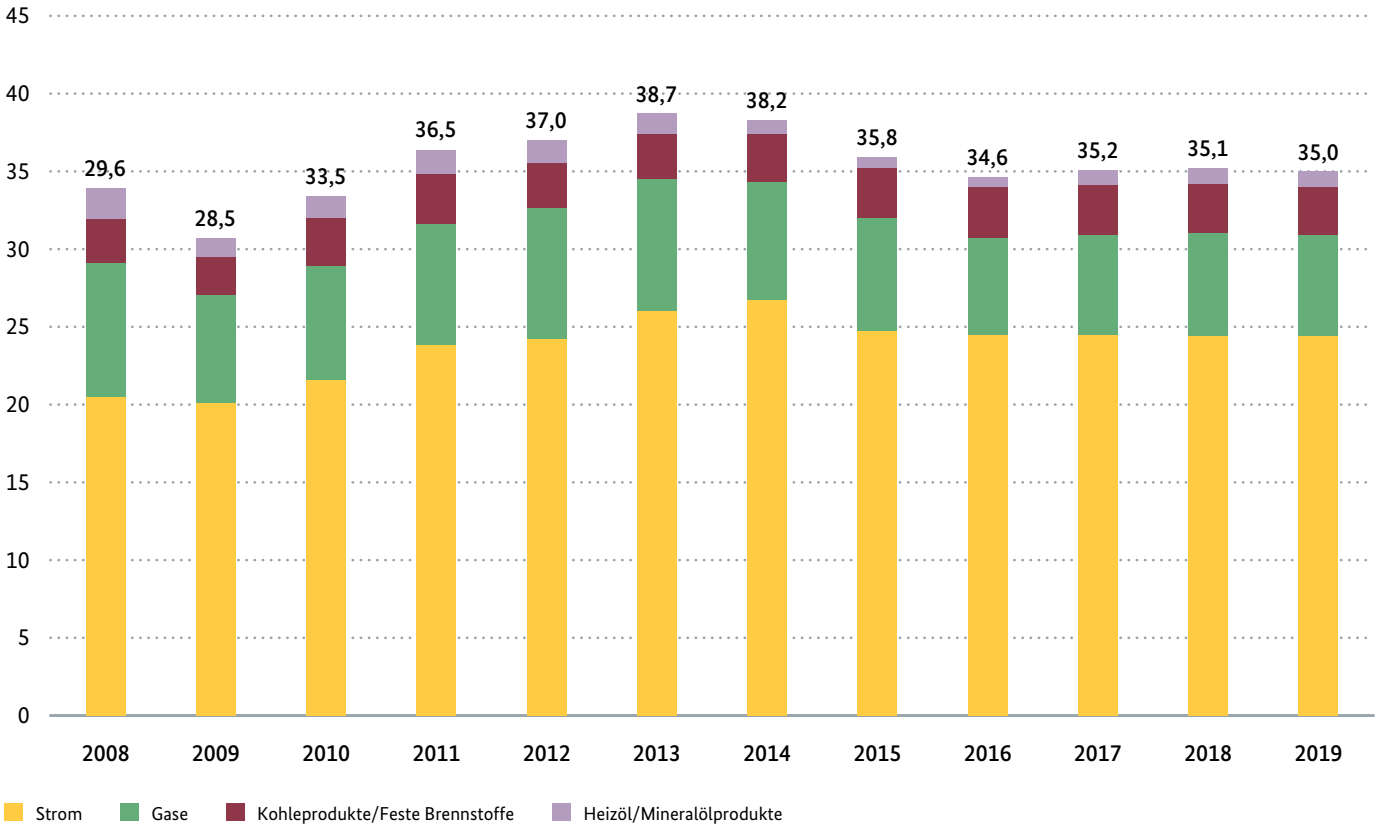
Die Gesamtausgaben der deutschen Industrie für Energie sind in den Jahren 2018 und 2019 gegenüber den jeweiligen Vorjahren leicht um jeweils 0,3 Prozent zurückgegangen. Energie ist für die Industrie ein wichtiger Kostenfaktor und hat somit Einfluss auf die Wettbewerbsfähigkeit gegenüber

anderen Unternehmen, die in anderen Ländern produzieren. Insgesamt zahlte die Industrie im Jahr 2018 rund 35,1 Milliarden Euro, im Jahr 2019 noch 35,0 Milliarden Euro für Energie (siehe Abbildung 10.5). Ursache für den Rückgang der Ausgaben war vor allem ein gesunkener Energieverbrauch.

Der größte Kostenblock der Industrie bei den Energiekosten sind die Stromkosten. Zwar sind die Strompreise für die Industrie (mit einem Jahresstromverbrauch von 24 GWh) in den Jahren 2018 und 2019 jeweils gestiegen. Gleichzeitig ist jedoch der Stromverbrauch gesunken. Im Ergebnis führte dies zu Ausgaben, die in beiden Jahren geringfügig unter dem Wert von 2017 lagen.

Weitere wichtige Kostenblöcke der Industrie sind Ausgaben für Gase sowie für Kohlenprodukte und feste Brennstoffe. Bei den Gasen waren 2018 etwas höhere Ausgaben zu verzeichnen als 2017. Diese gingen im Jahr 2019 jedoch wieder leicht zurück. Auch hier spiegelt sich die Entwicklung der Preise einerseits und der Verbräuche andererseits wider: So haben im Jahr 2018 die gestiegenen Gaspreise den gegenüber dem Vorjahr gesunkenen Verbrauch offenbar überkompensiert. Im Jahr 2019 sanken sowohl die Gaspreise als auch der Verbrauch. Bei den Kohlenprodukten und festen Brennstoffen blieben die Kosten 2018 und 2019 in etwa auf dem Niveau des Vorjahres.

Abbildung 10.6: Energiekosten in der Industrie



Quelle: Eigene Berechnungen BMWi auf Basis von AGEB und StBA 06/2020 (Werte für 2019 geschätzt)

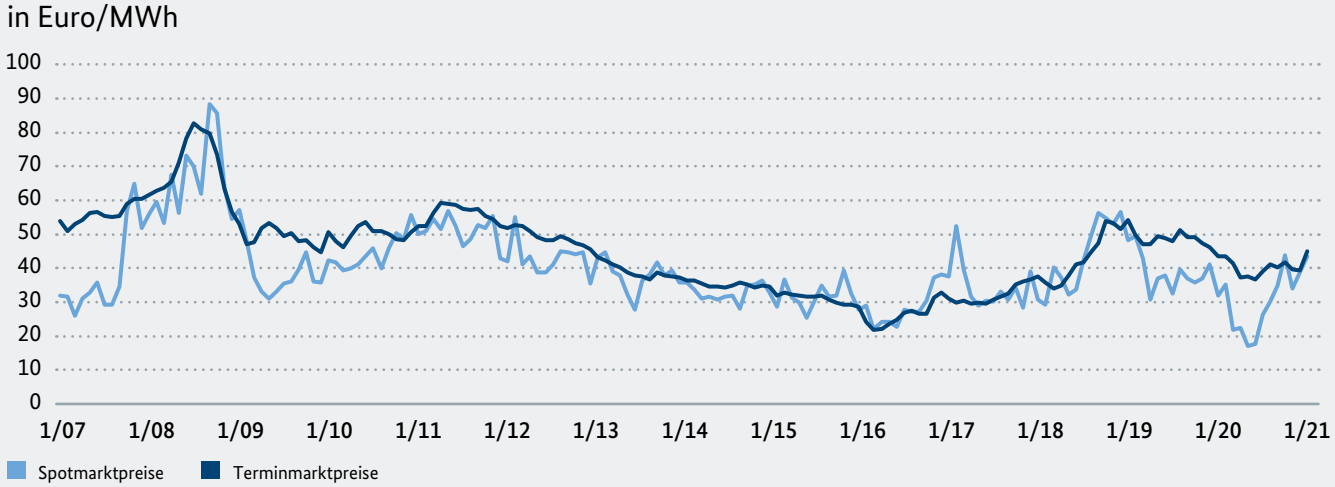
Börsenstrompreise

Der im Jahr 2016 begonnene Aufwärtstrend bei den Preisen im Börsenstromhandel hat sich auch 2018 zunächst fortgesetzt. An der Strombörse European Energy Exchange (EEX) stieg der Preis für Lieferungen im Folgejahr (Baseload, Year Future) im Jahresdurchschnitt 2018 gegenüber 2017 um gut 32 Prozent auf 44,20 Euro/MWh (siehe Abbildung 10.6). Im Jahr 2019 verharrte der Preis im Wesentlichen auf hohem Niveau und lag im Jahresdurchschnitt bei 48,06 Euro/MWh. Seit dem Spätsommer 2019 haben die Preise an den Terminmärkten allerdings kontinuierlich nachgegeben. Seinen vorläufigen Höhepunkt seit November 2011 erreichte der Börsenpreis im Dezember 2018 mit 54,06 Euro/MWh. Auffällig sind die niedrigen Spotmarktpreise im Frühjahr 2020. Sie sind zum Teil auf die Auswirkungen der Covid-19-Pandemie, aber z. B. auch auf eine Rekordeinspeisung von Wind an Land im Februar 2020 zurückzuführen. Am Spotmarkt verzeichneten die Preise, bei naturgemäß höherer Volatilität, insgesamt einen vergleichbaren Verlauf wie am Terminmarkt. Auch das Preisniveau war – mit Ausnahme des deutlichen Preisverfalls am Spotmarkt in den ersten Monaten 2020, der sich am Terminmarkt nicht so deutlich widerspiegelte – zumeist ähnlich. Die Preise am Terminmarkt deuten darauf hin, dass die Börsenteilnehmer in naher Zukunft mit tendenziell weiter sinkenden Großhandelsstrompreisen rechnen.

Trifft ein hohes Angebot kostengünstiger Strommengen auf eine geringe Nachfrage, kann es zu negativen Börsenpreisen kommen. Dies bedeutet, dass Stromkäufer dafür bezahlt werden, Strom abzunehmen. Diese Situation kann zum Beispiel auftreten, wenn an Feiertagen oder am Wochenende eine niedrige Nachfrage auf eine hohe Einspeisung aus Wind und Photovoltaik trifft. Im Jahr 2018 gab es insgesamt 134 Stunden mit negativen Preisen am Spotmarkt, im Jahr 2019 waren es sogar 2011. Dies entspricht einem Anteil von 2,4 Prozent.

Der Börsenhandel macht den Großteil des Handels mit Strom aus. Ein anderer Teil wird über außerbörsliche bilaterale Verträge gehandelt, die allerdings ebenfalls durch die Preissignale von der Strombörse beeinflusst sind. Solche Verträge haben häufig eine Laufzeit über mehrere Jahre.

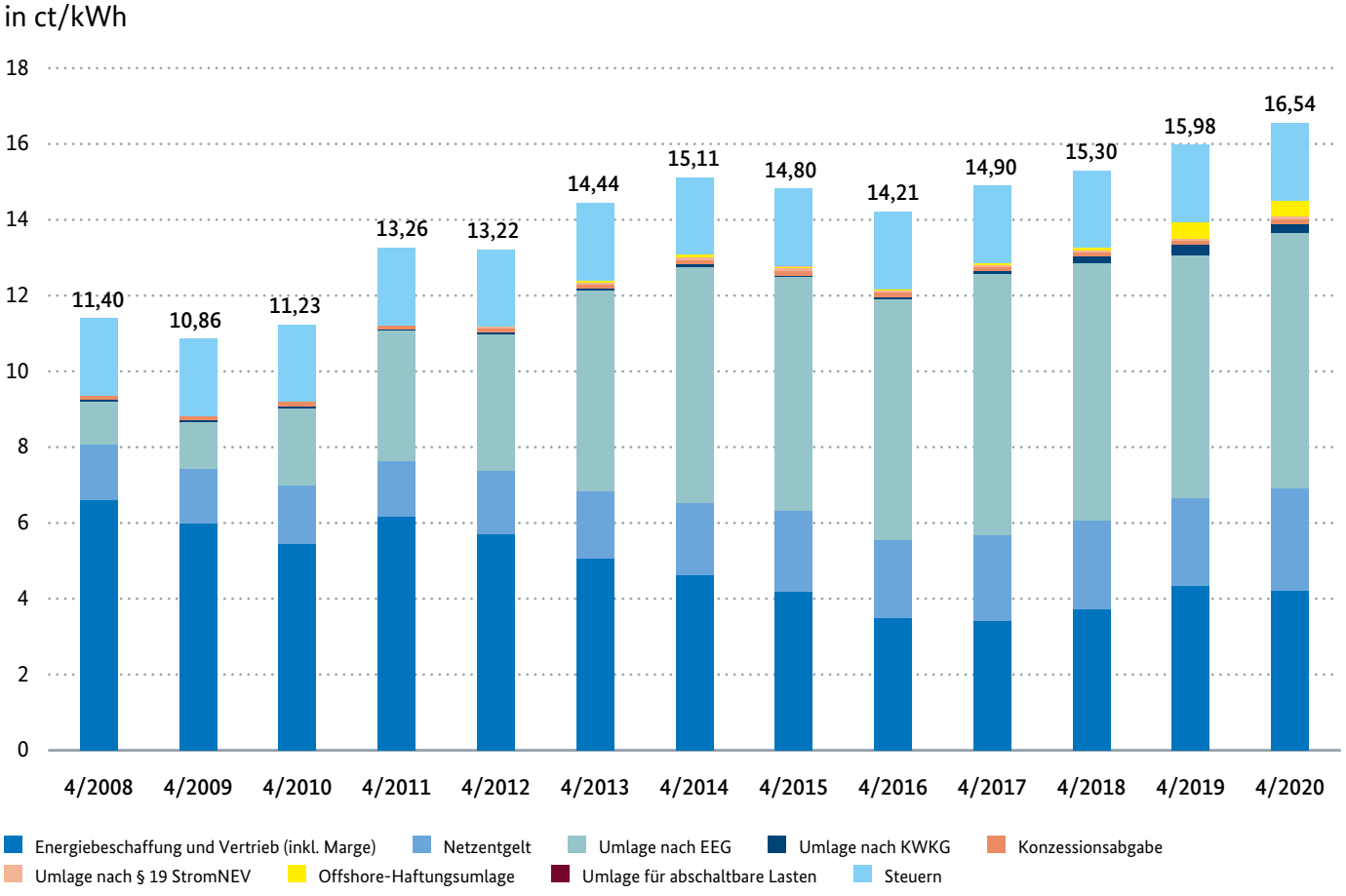
Abbildung 10.7: Börsenstrompreise im Spotmarkt und Terminhandel



Quelle: EEX 06/2020, Monatsmittelwerte für Produkte Day Base (Stundenkontrakte) und Phelix-Futures (Baseload, Year Future)

Stromkosten machen gut zwei Drittel der Gesamtkosten für Energie in der Industrie aus. Sie sind daher für die Energiekosten von besonderer Bedeutung. Allerdings ist der Anteil des Stroms am Endenergieverbrauch in den einzelnen Branchen sehr unterschiedlich. Zudem können sich die Preise von Unternehmen zu Unternehmen stark unterscheiden. So spielen zum Beispiel individuelle Abnahmemengen und -profile eine Rolle bei der Preisbestimmung. Zudem gibt es regionale Unterschiede, etwa bei den Netzentgelten. Verschiedene Entlastungsregelungen führen dazu, dass insbesondere Unternehmen, deren Produktion besonders stromkostenintensiv ist und die stark im internationalen Wettbewerb stehen, unter bestimmten Bedingungen weniger für Strom aufwenden müssen.

Abbildung 10.8: Durchschnittlicher Strompreis für Industrieunternehmen, die nicht unter Entlastungsregelungen fallen



Quelle: BKartA 12/2020. Die Daten sind jeweils zum Stichtag 1. April des Jahres ermittelt worden. Angenommen wird ein Jahresverbrauch von 24 GWh (Jahreshöchstlast 4.000 kW und Jahresnutzungsdauer von 6.000 Stunden) in der Mittelspannung. Angaben zu Steuern bis 2013 inklusive Umsatzsteuer.

Die Strompreise für Industrieunternehmen, die nicht unter Entlastungsregelungen fallen, sind in den Jahren 2018 und 2019 gestiegen. Nach Erhebungen der Bundesnetzagentur lagen die Strompreise für Industrieunternehmen (Jahresabnahmemenge 24 GWh), die nicht unter die gesetzlichen Ausnahmebestimmungen fallen, zum Stichtag 1. April 2019 im Wesentlichen in einer Spanne von 14,11 bis 17,65 ct/kWh (ohne Umsatzsteuer). Die mittleren Preise sind im Jahr 2019 zum Stichtag im April verglichen mit dem Vorjahr von 15,30 auf 15,98 ct/kWh gestiegen. Das entspricht einer Steigerungsrate von 4,4 Prozent, nach 2,7 Prozent im Jahr 2018 (siehe Abbildung 10.8). Ursache waren vor allem die höheren Kosten für Beschaffung und Vertrieb sowie eine 2019 stark gestiegene Offshore-Haftungsumlage. Dagegen ist die EEG-Umlage 2018 im Gegensatz zu den Jahren zuvor gesunken. Zum Stichtag 1. April 2020 sind die Strompreise für diese Industriekunden weiter gestiegen, und zwar um 3,5 Prozent auf 16,54 ct/kWh. Dies war im Wesentlichen auf höhere Netzentgelte und eine wieder gestiegene EEG-Umlage zurückzuführen.

10.4 Bezahlbare Energie für eine wettbewerbsfähige Wirtschaft

Wachstum und Beschäftigung in Deutschland erfordern leistungsstarke und international wettbewerbsfähige Industrien. Gerade die energieintensiven Industrien bilden die Voraussetzung für den Erhalt geschlossener Wertschöpfungsketten und die Ansiedlung nachgelagerter Produktionsstandorte in Deutschland. Sie tragen damit direkt und indirekt in erheblichem Maße zur Schaffung und zum Erhalt von qualifizierten Arbeitsplätzen bei. Die Wettbewerbsfähigkeit deutscher Unternehmen und insbesondere der Industrie hängt aber nicht zuletzt von den heimischen Energiepreisen im internationalen Vergleich ab.

So lagen die Kraftstoffpreise in Deutschland in den Jahren 2018 und 2019 auf einem ähnlichen Niveau wie im EU-Durchschnitt. Die Preise für Diesel-Kraftstoffe zum Beispiel lagen im Jahr 2018 um 0,8 Prozent unter dem EU-Durchschnitt, im Jahr 2019 um 3,2 Prozent. Die Erdgaspreise für Industriekunden in Deutschland lagen 2018 zwar um 4,2 Prozent über dem europäischen Mittel. Sie fielen im Jahr 2019 aber auf ein um 2,5 Prozent niedrigeres Niveau.

Die Strompreise für deutsche Industrie- und Gewerbeunternehmen lagen vielfach auch in den Jahren 2018 und 2019 deutlich über dem EU-Durchschnitt. Nach Zahlen von Eurostat für das zweite Halbjahr 2018 lagen die Preise für kleine Gewerbe- und Industriekunden mit einem Jahresverbrauch unter 20 MWh um rund 18 Prozent über dem EU-Durchschnitt, für das zweite Halbjahr 2019 um 12,7 Prozent. Für die mittelgroßen Industriekunden mit einem Jahresverbrauch von 70 bis 150 GWh lag der Strompreis 2018 noch um 16,7 Prozent über dem EU-Durchschnitt. Im Jahr 2019 fiel er allerdings auf ein um 1,3 Prozent niedrigeres Niveau (alle Angaben ohne Mehrwertsteuer sowie erstattungsfähige Steuern und Abgaben).

Energiestückkosten

Die Energiekosten eines Unternehmens werden neben den Energiepreisen auch vom Energieverbrauch bestimmt. Der Energieverbrauch hängt nicht nur davon ab, wieviel produziert wird, sondern auch davon, wie effizient Energie eingesetzt wird. Somit können höhere Energiepreise gegen-

über einem Konkurrenzstandort durch Investitionen in eine höhere Effizienz im Energieeinsatz und eine damit verringerte Energieintensität in der Fertigung teilweise ausgeglichen werden. Beide Faktoren – Energiepreise und Energieeffizienz – können in den Energiestückkosten zusammenhängend betrachtet werden. Um die Energiestückkosten zu ermitteln, werden grundsätzlich die zusammengefassten Energiekosten ins Verhältnis zur Bruttowertschöpfung oder zum Bruttoproduktionswert (Bruttowertschöpfung plus Wert der Vorleistungen) gesetzt. Es werden jedoch verschiedene Ansätze zur konkreten Berechnung wissenschaftlich diskutiert. Insgesamt ist die Aussagekraft von Energiestückkosten zur Kostenbelastung der Unternehmen und zur Wettbewerbsfähigkeit umstritten.

Berechnungen auf Basis der amtlichen Statistik ergeben zum Beispiel, dass die durchschnittlichen Energiestückkosten der deutschen Industrie im Jahr 2018 auf 16,75 Euro je 1.000 Euro Bruttoproduktionswert leicht gestiegen sind. Im Jahr 2017 waren es noch 16,22 Euro.

Damit die Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen, die energieintensiv und gleichzeitig intensivem internationalen Wettbewerb ausgesetzt sind, nicht unter hohen Energiekosten leidet, sind die verschiedenen bestehenden Entlastungsregelungen besonders wichtig. Sie leisten einen unverzichtbaren Beitrag zum Erhalt des Industriestandorts Deutschland und liegen im gesamtwirtschaftlichen Interesse. Für die Bundesregierung steht fest, dass die Abwanderung von Unternehmen in Länder mit niedrigeren Umweltstandards bzw. geringeren Abgaben auf Energie („Carbon Leakage“) vermieden sowie geschlossene Wertschöpfungsketten und industrielle Arbeitsplätze in Deutschland dauerhaft erhalten und ausgebaut werden müssen. Allerdings führen die Ausnahmeregelungen für energieintensive Unternehmen im EEG und KWKG zu entsprechend höheren Strompreisen für private Haushalte und nicht-privilegierte Unternehmen. Auf Basis der aktuellen Jahresabrechnung wurde die Entlastung durch die Besondere Ausgleichsregelung im Jahr 2018 mit 1,68 ct/kWh und im Jahr 2019 mit 1,57 ct/kWh finanziert. Das sind knapp 25 Prozent der EEG-Umlage. Nach Angaben des BDEW (2019) profitieren rund 4 Prozent der Industriebetriebe von der Besonderen Ausgleichsregelung, 96 Prozent zahlen die volle Umlage. Trotz der Besonderen Ausgleichsregelung trägt die Industrie insgesamt einen substantiellen Teil der Kosten des EEG. Betrachtet man den Umlagebetrag im Jahr 2019, entfielen knapp 33 Prozent der insgesamt von den Verbrauchern zu tragenden Kosten des EEG auf die Industrie. Demgegenüber steht ein Anteil der Industrie am gesamten Stromverbrauch in Deutschland von regelmäßig über 40 Prozent.

Regelungen zum Schutz vor Carbon Leakage tragen dazu bei, die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie und Klimaschutzanforderungen in Einklang zu bringen. Bereits heute gilt: Die deutsche Wirtschaft produziert mehr, stößt aber trotzdem weniger Treibhausgase aus (zu Treibhausgasemissionen je Euro Bruttoinlandsprodukt, siehe Kapitel 8). Für energieintensive Unternehmen, deren Produkte in einem besonderen internationalen Wettbewerb stehen, soll die Kostenbelastung durch die CO_2-Vermeidung so begrenzt werden, dass Carbon Leakage vermieden wird. So bleibt die heimische Wirtschaftskraft erhalten. Gleichzeitig sind entsprechende Regelungen auch für den globalen Klimaschutz förderlich, weil damit Treibhausgasemissionen begrenzt und nicht in Länder verlagert werden, in denen gegebenenfalls geringere Klimaschutzstandards herrschen.

Wesentliche bisherige Maßnahmen im Bereich bezahlbare Energie für private Haushalte und Industrie

Rechtsvorschriften

- Das Anfang des Jahres 2017 in Kraft getretene EEG 2017 stärkt das Prinzip einer wirtschaftlichen, kosteneffizienten und umweltverträglichen Umsetzung der Energiewende, indem es u. a. den Übergang zu wettbewerblichen Ausschreibungen markiert. Die Ausschreibungen haben insbesondere bei Photovoltaik zu nachhaltig deutlich sinkenden Förderkosten geführt (siehe Kapitel 4).
- Im Juli 2017 ist das Netzentgeltmodernisierungsgesetz in Kraft getreten, das auch ein Abschmelzen der vermiedenen Netzentgelte regelt. Von 2017 auf 2018 sind die Kosten für vermiedene Netzentgelte in den Stromverteilernetzen um insgesamt über 1 Milliarde Euro gesunken, was eine entsprechende Entlastung für die Stromverbraucher zur Folge hatte. Beide Maßnahmen können also spürbar dazu beitragen, die durch Betrieb, Modernisierung und Ausbau des Stromnetzes für Letztverbraucher entstehenden Kosten zu dämpfen (siehe Kapitel 12).
- Die Änderung der Erneuerbare-Energien-Verordnung (EEV) wurde Mitte Juli 2020 vom Bundeskabinett mit Zustimmung des Bundestages beschlossen. Sie schafft die Möglichkeit für staatliche Zuschüsse zur EEG-Umlage. Über den konkreten Einsatz der Zuschüsse und die Höhe der Mittel entscheidet der Gesetzgeber im Rahmen der Haushaltsgesetzgebung. Durch Einnahmen aus der nationalen CO_2-Bepreisung und Zuschüsse aus dem Konjunktur- und Zukunftspaket wird die EEG-Umlage im Jahr 2021 auf 6,5 ct/kWh und im Jahr 2022 auf 6,0 ct/kWh gesenkt (siehe Kapitel 4).

Andere Maßnahmen

Ein effizienter Einsatz von Energie und Energieeinsparungen sind die Grundlage für sinkende Energieausgaben in der Zukunft und stärken auch die Wettbewerbsfähigkeit deutscher Unternehmen. Dazu hat die Bundesregierung insbesondere auf den Weg gebracht:

- Energieeffizienzstrategie 2050 (EffSTRA, siehe Kapitel 5)
- Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE 2.0, siehe Kapitel 5)
- Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG, siehe Kapitel 6)
- Langfristige Renovierungsstrategie (Long Term Renovation Strategy, LTRS, siehe Kapitel 6)
- Energieeffizienzstrategie Gebäude (ESG, siehe Kapitel 6)

Da Deutschland trotz der Fortschritte bei der Energiewende zumindest mittelfristig bei fossilen Energieträgern weiter von Importen abhängig bleibt, hängen die Energiekosten auch stark von den Importpreisen ab. Auch um zu einer stabilen Entwicklung der Importpreise beizutragen, wird Deutschlands internationale Energiepolitik weiter darauf abzielen, Energielieferanten und Transportrouten soweit wie möglich zu diversifizieren (siehe Kapitel 3).

Wesentliche bisherige Maßnahmen im Bereich faire Wettbewerbsbedingungen

- Besondere Ausgleichsregelung sowie Entlastungsregelungen für Eigenverbrauch im EEG
- Ermäßigungen bei der KWKG-Umlage
- Entlastungen im Energie- und Stromsteuerrecht, z. B. Spitzenausgleich
- kostenlose Zuteilung im EU-Emissionshandelssystem und Strompreiskompensation für indirekte CO_2-Kosten
- Entlastungen bei den Netzentgelten

11. Umweltverträglichkeit der Energieversorgung



Wo stehen wir?

Mit der Energiewende sind sowohl entlastende Wirkungen für das Klima, die Umwelt und die Gesundheit sowie Synergieeffekte für eine nachhaltige Energiewirtschaft als auch mögliche neue Umwelt- und Gesundheitseffekte sowie Eingriffe in Natur und Landschaft verbunden.

Ziel ist es, auf Grundlage eines kontinuierlichen, wissenschaftlich begleiteten Monitorings die Umwelt-, Natur- und Gesundheitswirkungen des Energiesystems frühzeitig zu identifizieren.

Um die Veränderungen des Umwelt- und Naturzustandes durch die Energiewende fachlich fundiert darzustellen, wird im Umweltbundesamt an der Entwicklung eines geeigneten Indikatorensatzes gearbeitet.

Was ist neu?

Gegenwärtig laufen umfangreiche Forschungsarbeiten, um die ökologische Wirkung des bestehenden Energiesystems sowie des Ausbaus der erneuerbaren Energien und der Modernisierung der Infrastruktur zu bewerten. Einige der Forschungsergebnisse wurden diesem Bericht zugrunde gelegt.

UMWELTVERTRÄGLICHKEIT	Die Energieversorgung unter Berücksichtigung des gesamten Lebensweges umwelt-, klima- und naturverträglich gestalten.

11.1 Ausgangslage

Ausgehend vom energiepolitischen Zieldreieck als zentrale Orientierung sowie der Staatszielbestimmung Umweltschutz des Art. 20a GG widmet auch dieser Monitoring-Bericht den Umweltwirkungen der Energiewende ein eigenes Kapitel. Im Energiewendeprozess selbst wurden keine quantitativen Ziele zu den Umweltwirkungen der Energiewende formuliert. Gleichwohl bestehen diese bereits in internationalen, europäischen und nationalen Abkommen und in Gesetzen. Die Umsetzung der Energiewende und das Erreichen von Umweltzielen sind eng miteinander verzahnt und müssen zusammengedacht werden. Generell gehen mit jeder Art der Energieumwandlung und der Bereitstellung der erforderlichen Infrastruktur (Bereitstellung, Nutzung und Entsorgung/Wiederverwertung) Wirkungen auf die Umwelt, Natur und Landschaft, den Menschen und die natürlichen Ressourcen einher. Umso wichtiger ist, auch in Verantwortung für die künftigen Generationen,

der gebotene Schutz der natürlichen Lebensgrundlagen. Ziel eines umweltbezogenen Monitorings der Energiewende ist es, zu verdeutlichen, welche Auswirkungen die Energiewende in den vergangenen Jahren bereits entfalten konnte, um die Umweltbilanz unserer Energieversorgung zu verbessern, und welche weiteren Entwicklungen zu erwarten sind. Denn die Umweltverträglichkeit mit Blick auf die schonende Nutzung von Ressourcen und Landschaften ist ein zentraler Aspekt bei der weiteren Gestaltung der Energiewende.

Hierfür ist es – neben dem Nachweis der Treibhausgasminderung – erforderlich, sicherzustellen, dass die möglichen Umwelteffekte des Energieversorgungsystems frühzeitig identifiziert und bewertet werden. Wenn beispielsweise weniger fossile Brennstoffe verbrannt werden und Deutschland Ende des Jahres 2022 aus der kommerziellen Nutzung der Kernenergie aussteigt, kann von einer Reduktion der Umweltbelastung sowie gesundheitlicher Risiken für Menschen, Tiere und natürliche Umgebung ausgegangen werden. Gleichzeitig gilt es sicherzustellen, dass der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien (siehe Kapitel 4) und weitere technologische Entwicklungen (siehe Kapitel 14) negative und insbesondere schwerwiegende Umwelt-, Natur- und Gesundheitswirkungen weitgehend ausschließen.

Der erste Schritt für das Monitoring der Umwelt- und Gesundheitswirkungen der Energiewende ist, einen qualifizierten Bewertungsmaßstab für die mit der Energieumwandlung einhergehenden Auswirkungen und Änderungen des Umweltzustands zu etablieren. Bisher liegen keine vergleichbaren Zeitreihen zur umfassenden Beurteilung der Umweltverträglichkeit des Energieversorgungssystems vor, wie dies etwa schon für die Treibhausgas- (siehe Kapitel 8) oder Luftschadstoffemissionen der Fall ist. Die Ergebnisse laufender Forschungsvorhaben im Auftrag des Umweltbundesamtes (UBA) und des Bundesamtes für Naturschutz (BfN) sollen dazu beitragen, diese Datenlücken zu schließen. Einige der Forschungsergebnisse wurden diesem Bericht zugrunde gelegt. Zur Weiterentwicklung des Monitorings der Umwelt- und Gesundheitsauswirkungen der Energiewende kann zukünftig auch das Bioökonomiemonitoring, das laut Nationaler Bioökonomiestrategie die Entwicklung einer nachhaltigen Bioökonomie nachvollziehen soll und derzeit aufgesetzt wird, einen Beitrag leisten.

Aufbauend auf den Ergebnissen dieser Studien, soll das künftige umweltbezogene Monitoring der Energiewende schrittweise entwickelt werden. Es soll sich auf die Auswirkungen der Energiewende, d. h. des Energieversorgungssystems und dessen Transformation, auf

- Wasser, Boden und Luft (Kapitel 11.2)
- Rohstoff- und Flächennutzung (Kapitel 11.3)
- Natur und Landschaft (Kapitel 11.4)
- und die menschliche Gesundheit (Kapitel 11.5)

fokussieren. Hierbei sind neben den Auswirkungen der Energieumwandlungsprozesse und der Energieinfrastruktur auch der An- bzw. Abbau und die Aufbereitung von Energieträgern sowie der Transport und die Übertragung von Energie zum Endverbraucher einschließlich der dafür erforderlichen Infrastruktur möglichst im gesamten Lebensweg zu berücksichtigen. Indirekte Umweltwirkungen durch importierte Güter, wie Energie, Energieträger oder Rohstoffe, können bisher nicht berücksichtigt werden, da sich diese Wirkungen methodisch oder datenseitig meist nicht abbilden lassen. Ebenso verhält es sich mit mittelbaren positiven Wirkungen, die sich insbesondere aus der Vermeidung des Verlustes von Biodiversität und wichtigen Biotopen durch die Eindämmung des Klimawandels ergeben. Im Folgenden wird ein Überblick über einzelne Aspekte eines umweltbezogenen Monitorings der Energiewende gegeben.

11.2 Wasser, Boden und Luft

Heute sind die Energieumwandlungsprozesse bestimmter Energieträger für einen großen Teil der Luftverschmutzung in Deutschland verantwortlich. Neben Treibhausgasen werden Luftschadstoffe insbesondere in Sektoren freigesetzt, in denen fossile und biogene Brennstoffe verbrannt werden. Beispielsweise haben die Bereiche, die vollständig oder teilweise dem Energiesystem zuzuordnen sind (Energiewirtschaft, Verkehr, diffuse Emissionen aus der Brennstoffaufbereitung, Haushalte sowie Teile der Industriefeuerungen und des Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungssektors) im Jahr 2018 einen maßgeblichen Anteil an den gesamten Stickstoffoxidemissionen (fast 77 Prozent), den Schwefeldioxidemissionen (rund 73 Prozent), den Feinstaubemissionen (PM2,5, rund 41 Prozent) und den Quecksilberemissionen (fast 76 Prozent). Auf fossile Energieträger entfallen 71 Prozent der Stickstoffoxidemissionen, 64 Prozent der Schwefeldioxidemissionen, rd. 20 Prozent beim Feinstaub und 72 Prozent bei Quecksilberemissionen (UBA (2020a)). Zwischen den Jahren 2000 und 2018 sind die Emissionen dieser Luftschadstoffe kontinuierlich gesunken. Dies ist auf Investitionen in effizientere Abgasbehandlungssysteme, den verringerten Einsatz fossiler Energieträger sowie sonstige Maßnahmen (niedrigerer Schwefelgehalt im Heizöl, Austausch alter Öfen und Kessel im Zuge der Novelle der Ersten Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes – 1. BImSchV) zurückzuführen. Diese Schadstoffe belasten nicht nur menschliche Gesundheit, sondern auch die natürliche Umwelt. Die Emissionen in die Luft haben immissionsseitig u. a. nachteilige Auswirkungen auf Böden und Oberflächengewässer.

Insbesondere Kohlekraftwerke tragen weiterhin, allerdings in einem rückläufigen Umfang, zu dem Gesamtemissionen bei. Mit einem Anteil von 39 (50) Prozent der Schwefeldioxidemissionen trugen sie im Jahr 2019 (2017) im relevanten Umfang zu den Gesamtemissionen bei. Bei Quecksilberemissionen sind sie mit 59 (über 75) Prozent, bei Stickstoffoxidemissionen mit 13 (16) Prozent an den Gesamtemissionen beteiligt. Bei Feinstaubemissionen ist der Anteil mit 3 (9) Prozent vergleichsweise gering (UBA (2020a)). Wenngleich die Emissionen der Kohlekraftwerke seit dem Jahr 1990 insgesamt gesunken sind, zeigt dies, dass die Anteile von sog. „klassischen“ Luftschadstoffen nach wie vor hoch sind. Dabei ist aber zu berücksichtigen, dass alle Emissionen von Kohlekraftwerken nach und nach erheblich reduziert werden aufgrund des politischen Prozesses des Kohleausstiegs bis spätestens Ende 2038.

Mit der Nutzung von Biomasse können ebenfalls zusätzliche Emissionen von Luftschadstoffen sowie Belastungen von Boden und Wasser einhergehen. Biomasse wird als erneuerbare Energie im Verkehr und für die Strom- und Wärmeerzeugung genutzt. Allerdings entstehen bei ihrer Verbrennung in relativ kleinen und dezentralen Anlagen Stickstoffoxide und vor allem Feinstaub; letzterer bei der Nutzung fester Biomasse in deutlich größerem Umfang als bei der Verbrennung gasförmiger oder flüssiger Brennstoffe. Auch ist zu beobachten, dass seit der Biogasproduktion aus Energiepflanzen die Emissionen von Ammoniak angestiegen sind. So haben sich die Ammoniakemissionen des deutschen Energiesystems (bedingt durch Energiewandlungsprozesse, die Abgasreinigung sowie durch die Lagerung und Ausbringung von Gärresten aus dem Energiepflanzenanbau) zwischen den Jahren 2000 (40 kt) und 2018 (72,4 kt) fast verdoppelt. Sie machen nun rund 11 Prozent der gesamten Ammoniakemissionen aus. Ammoniakemissionen tragen zu Versauerung, Eutrophierung und der Bildung von sekundärem Feinstaub bei. Sie haben damit insgesamt negative Auswirkungen auf die Luft-, Wasser- und Bodenqualität. Darüber hinaus

kann z. B. der Anbau von Silomais (v. a. in Hanglagen) zu verstärkter Bodenerosion führen. Ebenso sind Emissionen durch den Einsatz von Fahrzeugen und Maschinen zu Anbau, Ernte, Transport und Weiterverarbeitung von Biomasse zu berücksichtigen.

Die Anbaufläche für Energiepflanzen verbleibt auf einem hohen Niveau. In den letzten Jahren konnte der Flächenumfang des Energiepflanzenanbaus durch Anpassungen im EEG auf einem konstanten Niveau gehalten werden. Auch Energiepflanzen müssen gedüngt werden. Jedoch werden für den Anbau von Energiepflanzen in der Regel keine Flächen erschlossen, die vorher nicht landwirtschaftlich genutzt wurden. Auch ohne Energiepflanzen wären auf diesen Flächen also regelmäßig landwirtschaftliche Kulturen angebaut und Dünger zur Deckung des Nährstoffbedarfs der Pflanzen aufgebracht worden. Je nach Intensität der Düngung und der landwirtschaftlichen Nutzung können erhöhte Nitrateinträge in das Grundwasser und die Oberflächengewässer sowie vermehrte Einträge von Ammoniak, Stickstoffoxiden und Lachgas in die Luft einhergehen. Durch Einhaltung der Vorgaben zur guten fachlichen Praxis beim Düngen sind diese auf ein unabdingbares Maß zu verringern.

Generell gilt, dass alle an die Umgebungsluft abgegebenen Schadstoffe mit der Zeit in die Umweltmedien Boden und Wasser eingetragen werden. Der potenzielle Eintrag von Stickstoffverbindungen aus dem Energiesystem ist zwischen den Jahren 2000 (503 kt N gesamt ha^{-1} a^{-1}) und 2018 (343 kt N gesamt ha^{-1} a^{-1}) um rund 38 Prozent gesunken. Das Depositionspotenzial von versauernden Stoffen aus dem Energiesystem ist zwischen den Jahren 2000 (69,3 Mrd. eq. ha^{-1} a^{-1}) und 2018 (36,5 Mrd. eq. ha^{-1} a^{-1}) um rund 48 Prozent gesunken.

Zu standortbezogenen Emissionen in Wasser und Boden aus der energetischen Nutzung sind zwar regelmäßig Daten verfügbar, jedoch eignen sich diese eher, um lokale bzw. regionale Belastungssituationen zu charakterisieren (siehe das nationale Schadstofffreisetzungs- und Verbringungsregister, „PollutantRelease and Transfer Register" – PRTR).

Neben stofflichen emissionsbedingten Auswirkungen sind auch nicht stoffliche Rückwirkungen des Energiesektors, z. B. auf die Gewässer oder Böden, zu berücksichtigen. Dabei handelt es sich einerseits um unmittelbare technische Eingriffe, beispielsweise, wenn Wasserkraft zur Stromgewinnung genutzt wird. Hierbei wird die Durchgängigkeit von Flüssen unterbrochen, was mit Anlagen für Fischaufstieg und Fischabstieg sowie Mindestwasserregelungen und Vorkehrungen zum Sedimentdurchlass bisher noch zu selten kompensiert wird und auch nicht vollständig kompensiert werden kann. Der Bestand an Wasserkraftanlagen in Deutschland ist seit langem konstant. Durch Nachrüstungen werden die ökologischen Eigenschaften der Bestandskraftwerke, insbesondere die Durchgängigkeit der Gewässer, nach und nach verbessert. Andererseits beeinträchtigt auch die Kühlung thermischer Kraftwerke das Ökosystem Fluss in seinem stofflichen und thermischen Gefüge. Hier hat sich die Lage in Deutschland in den vergangenen Jahren durch die zunehmende Verdrängung konventioneller Energieerzeugung durch erneuerbare Energien verbessert. So ist zwischen den Jahren 2001 und 2016, dem aktuellsten Berichtsjahr, die Kühlwassermenge um rund 8,6 Milliarden Kubikmeter zurückgegangen (StBA (2018b)). Diese Reduzierung der Kühlwassermenge ist in den Flussgebieten Deutschlands uneinheitlich verteilt. In einigen Flussgebieten, z. B. der Weser, ist eine Abnahme der Kühlwassermenge, in anderen, z. B. der Elbe, eine Zunahme zu verzeichnen. Die Energieversorgung hat den größten Anteil der Wasserentnahmen in Deutschland. Im Jahr 2016 betrug der Anteil der

Wasserentnahmen durch die Energieversorgung rund 52 Prozent an der gesamten Wasserentnahme von 24 Milliarden Kubikmeter (StBa (2018a)). Es wird erwartet, dass sich dieser Anteil durch den Rückgang des Einsatzes thermischer Kraftwerke und den Ausbau der erneuerbaren Energien weiter verringert. Neben Oberflächengewässern beeinflusst die Energiewirtschaft, z. B. über Tagebaue oder geothermische Anlagen, auch den Zustand des Grundwassers – durch stoffliche Einträge, aber auch, indem sie den Grundwasserstand, -menge und -temperatur beeinflusst.

Im Verkehr sind durch die Elektromobilität auch positive Wirkungen der Verwendung erneuerbarer Energien zu berücksichtigen: Durch den Wechsel zu elektrischen und anderen alternativen Antrieben werden Schadstoff- und Klimagasemissionen, die durch die Verbrennung der Kraftstoffe auftreten, teilweise vermieden und teilweise vom Verkehrs- in den Stromsektor verlagert, in dem – soweit es sich um konventionelle Stromproduktion handelt – Maßnahmen zur Schadstoffreduzierung ggf. fokussierter ergriffen werden können (siehe Kapitel 7 und Kapitel 13).

11.3 Rohstoff- und Flächennutzung

Rohstoffbedarf und Anlagenstandort spielen generell bei jeder Art von Energieumwandlung eine entscheidende Rolle – sowohl aus Gründen des Klimaschutzes und der Umweltverträglichkeit als auch der Wirtschaftlichkeit. Durch effiziente Nutzung von Rohstoffen und nachhaltige Flächennutzung kann die Energiewende einen wichtigen Beitrag zum Klimaschutz leisten und gleichzeitig die Primärrohstoffinanspruchnahme Deutschlands im Zeitverlauf 2010 bis 2050 erheblich gesenkt werden (Purr et al. (2019)). Eine solche Rohstoffnutzung setzt ressourceneffiziente Planung, Produktion und Betrieb von Anlagen sowie möglichst geschlossene Rohstoffkreisläufe voraus. Soweit importierte Rohstoffe eingesetzt werden, gilt es außerdem, sowohl die Rohstoffgewinnung als auch den Rohstoffbezug verantwortlich zu gestalten, sofern einschlägig die Nachhaltigkeitskriterien der RED II-Importe (aus dem Binnenmarkt und aus Drittstaaten) anzuwenden (s. Klimaschutzprogramm 2030) und die Transparenz von Rohstofflieferketten zu erhöhen. Im Bereich der bergbaulich gewonnenen Rohstoffe gibt es eine zunehmende Zahl freiwilliger Initiativen, die dazu einen Beitrag leisten (Kickler et al. (2018)). Auch gibt es beispielsweise für die in Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien verwendeten Materialien zunehmend effiziente Kreislaufkonzepte. Entsprechende Technologien werden laufend weiterentwickelt und effizienter gestaltet. Künftig gilt es, insbesondere bei neuen Verbundwerkstoffen und Leichtbaukomponenten, die Recyclingfähigkeit bereits im Forschungs- und Entwicklungsstadium zu berücksichtigen. Der zunehmende Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien bereits bei der Rohstoffgewinnung sowie in der Produktion der Anlagenkomponenten wird die Auswirkungen von erneuerbar produziertem Strom auf Klima und Umwelt weiter verringern (Maennling, Toledano (2019)).

Um die direkte Flächennutzung für Gewinnung, Verarbeitung und Transport von Energieträgern und Energieanlagen einschließlich der indirekten Flächennutzung durch Vorketten zu minimieren und eine dauerhafte Verschlechterung von Böden und den Verlust landwirtschaftlicher Nutzfläche zu vermeiden, sind im Rahmen des umweltbezogenen Monitorings folgende Sachverhalte zu betrachten: Zum einen ist die Flächeninanspruchnahme durch konventionelle Kraftwerke und den Abbau fossiler Energieträger wie Braunkohle zu betrachten. Zum anderen ist zu berücksichtigen, dass auch erneuerbare Energien

Flächen belegen oder zumindest deren Nutzung ändern und damit Nutzungskonkurrenzen – insbesondere um die knappe Ressource Fläche – verstärken können.

Im Bereich der konventionellen Erzeugung sind auch künftig Flächennutzungsänderungen wie etwa die Rekultivierung von Braunkohletagebauen zu berücksichtigen, um eine – im Vergleich zum Zustand vor der energiewirtschaftlichen Nutzung allerdings degradierte – Nachnutzung zu ermöglichen.

Erneuerbare-Energien-Technologien nutzen in sehr unterschiedlichem Maße Flächen und wirken sich sehr heterogen auf Umwelt, Natur und Landschaft aus. So wurden zur Nutzung von Bioenergie laut der Fachagentur für nachwachsende Rohstoffe in den Jahren 2018 und 2019 auf einer Fläche von etwa 2,4 Millionen Hektar Pflanzen zur Energienutzung, wie z. B. Raps und Mais, angebaut (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (2020)). Damit wurden in den vergangen zwei Jahren etwa 20 Prozent der Ackerfläche für den Anbau von Energiepflanzen genutzt. Dies hat neben der Verschiebung des Flächenanteils von landwirtschaftlichen Produkten zur Herstellung von Lebens- und Futtermitteln zusätzliche Wirkung auf Biodiversität, Bodenerosion und das Verdichtungsrisiko der Böden.

Um die Nutzungs- und Flächenkonkurrenzen mit der Nahrungsmittelproduktion und dem Naturschutz zu reduzieren und den Anteil der Bioenergie aus nachwachsenden Rohstoffen zugunsten flächeneffizienterer Energieträger wie Windenergie oder Photovoltaik zu reduzieren, kann die Nutzung von Bioenergie aus Rest- und Abfallstoffen einen wichtigen Beitrag leisten. Dabei ist es aber wichtig, Abfallvermeidung zu priorisieren und effiziente Strategien zur vorgelagerten kreislauforientierten stofflichen Nutzung (bspw. Nutzungskaskade) von biogenen Ressourcen zu entwickeln. Zudem ist zu berücksichtigen, dass auch bei der Nutzung von biogenen Reststoffen z. B. durch übermäßige Waldrestholznutzung negative ökologische Auswirkungen entstehen können (Ewald et al. (2017)).

Eine effiziente Erzeugung von Strom, Wärme sowie Kraft- und Treibstoffen, eine verlustarme Verteilung erneuerbarer Energie sowie ein reduzierter und flexibler Energiebedarf können zur Minderung von Flächenkonkurrenzen und Belastungen der Landschaft entscheidend beitragen. Zur weiteren Reduzierung der Flächeninanspruchnahme ist grundsätzlich der Einsatz insbesondere solcher Technologien geeignet, die auf ohnehin versiegelten Flächen genutzt werden, wie die Gewinnung von Solarenergie auf Dächern und an Fassaden sowie Wärmepumpen oder Erdwärme oder solche Konzepte, die Flächen mehrfach nutzen, wie etwa die Agri-Photovoltaik. Auch Photovoltaik-Freiflächenanlagen können z. B. auf ehemals landwirtschaftlich genutzten Flächen zu einem Zuwachs von Biodiversität führen.

11.4 Natur und Landschaft

Unter Beachtung des gebotenen Schutzes der Biodiversität und der Lebensgrundlagen von Flora, Fauna und Mensch wird bei der Umsetzung der Energiewende ein wesentlicher Beitrag zu ihrer Akzeptanz geleistet. Durch den verringerten Einsatz konventioneller Energieträger kommt es zu deutlichen Entlastungen. Der Strukturwandel im Energiebereich führt aber auch zu veränderten Auswirkungen auf die Natur. Das beeinflusst das Erscheinungsbild der Landschaft und möglicherweise den Naturhaushalt und die biologische Vielfalt.

Die Auswirkungen auf Natur und Landschaft durch Bau und Betrieb der verschiedenen konventionellen und erneuerbaren Energieanlagen sowie der Netzinfrastruktur sind sehr unterschiedlich. Hervorzuheben ist hierbei die Belegung von Flächen, der Verlust von Lebensräumen, die Beeinträchtigung von Böden und Gewässern, die Beeinträchtigung des Landschaftsbildes sowie mögliche negative Auswirkungen auf Tiere, Pflanzen und die biologische Vielfalt. Mögliche Konflikte durch Störungen oder Verluste werden regelmäßig in Planungen und Genehmigungen im Rahmen des Gebiets- und Artenschutzes berücksichtigt. Dabei sind neben nationalen Vorgaben bindende, EU-rechtlich vorgegebene Rahmenbedingungen, wie die Regelungen der Vogelschutzrichtlinie und der Flora-Fauna-Habitat-Richtlinie (FFH-Richtlinie), zu beachten. Positiv ist hierbei, dass mit der NABEG-Novelle von April 2019 in einigen Fällen die Möglichkeit besteht, durch die Mitverlegung von Leerrohren vorausschauender zu planen. Dies kann zu einer Reduzierung der Belastung bestimmter Umweltgüter führen.

Für Windenergieanlagen an Land ist eine gute Standortplanung Voraussetzung zur Vermeidung und Minimierung von Konflikten. Die vorausschauende Auswahl möglichst konfliktarmer Standorte erfolgt im Rahmen der Flächenausweisung auf Ebene der Regional- und Kommunalplanung. Hierbei werden zumeist nicht nur Schutzgebiete, sondern auch weitere Lebensräume schützenswerter Arten in der planerischen Abwägung von Windenergie freigehalten. Im Rahmen der konkreten Projektplanung werden zudem mögliche negative Auswirkungen, insbesondere hinsichtlich windenergiesensibler Vogel- und Fledermausarten erfasst, die soweit möglich durch die konkrete Standortwahl und entsprechende Maßnahmen zu vermeiden oder zu minimieren sind. Als Vermeidungsmaßnahmen kommen bspw. auch Abschaltvorgaben in Frage, die bspw. in Bezug auf den Schutz von Fledermausarten standardmäßig etabliert sind. Ist eine hinreichende Vermeidung negativer Auswirkungen im Einzelfall nicht möglich, kommt die Erteilung einer Ausnahmegenehmigung in Betracht.

Hinsichtlich des Landschaftsbildes wird teilweise davon ausgegangen, dass die Beeinträchtigungen nicht ausgleichbar sind und daher Ersatzzahlungen nach dem Bundesnaturschutzgesetz festgelegt werden können. Darzulegen und zu überprüfen ist dies im Rahmen der Zulassungsverfahren, die, soweit erforderlich, mit Umweltverträglichkeitsprüfungen durchgeführt werden. Der Großteil der Windenergieanlagen befindet sich auf landwirtschaftlich genutzten Flächen. In einigen Bundesländern werden zunehmend Windenergieanlagen auch im Wald errichtet. So wurden 18 Prozent der im Jahr 2019 in Betrieb genommenen Anlagen im Wald errichtet; dies entspricht 7 Prozent des gesamten Anlagenbestandes und 10 Prozent der installierten Leistung (Fachagentur Windenergie an Land (2019)).

Windenergieanlagen auf See erfordern den Schutz der marinen Fauna. Vom Bau, Betrieb und Rückbau der Anlagen können verschiedene Auswirkungen auf die Meeresumwelt ausgehen. Für Zugvögel kann es zu einer Erhöhung des Kollisionsrisikos und Barriereeffekten kommen, rastende Vögel bzw. Seevögel können artspezifisch mit Meideverhalten auf Offshore-Windparks reagieren. Diese Aspekte werden bereits im Zuge der Ausweisung geeigneter Flächen in der Raumordnung sowie spezifischer in der Fachplanung des Flächenentwicklungsplans und im Zulassungsverfahren der Offshore-Windparks berücksichtigt. Das Monitoring z. B. von Zugvögeln beim Betrieb von Offshore-Windparks, das bei der Zulassung regelmäßig vorgeschrieben wird, hat bereits zum besseren Verständnis von Flugrouten beigetragen.

Diese Erkenntnisse werden in den Planungsprozessen berücksichtigt. Erkenntnisse zum artspezifischen Meideverhalten aus dem Monitoring der Windparks werden ebenfalls in Raum- und Fachplanung sowie Einzelvorhaben berücksichtigt (z. B. Seetaucher). In der Bauphase kommt es zudem bei der Einbringung von Fundamenten mittels Impulsrammverfahren zum Eintrag von impulshaltigem Unterwasserschall. Diese Schallereignisse haben auf weite Distanzen das Potenzial, marine Lebewesen wie Schweinswale, Robben und Fische vorübergehend aus wichtigen Lebensräumen zu vertreiben. In unmittelbarer Nähe der Rammstelle besteht für die Tiere darüber hinaus das Risiko schwerer Verletzungen inklusive irreparablem Verlust ihres Hörvermögens. Um diese Auswirkungen zu minimieren, hat das BMU im Jahr 2013 das Schallschutzkonzept für die Ausschließliche Wirtschaftszone in der Nordsee entwickelt (BMU 2013). So werden durch geeignete Schallminderungsmaßnahmen (u. a. Blasenschleier, Rohr-in-Rohr-Systeme und Hydroschalldämpfer) und die Einhaltung von strengen Lärmschutzwerten Arten und Habitate geschützt. Das Schallschutzkonzept stellt auch sicher, dass zu jeder Zeit dem Bestand des Schweinswals in der deutschen AWZ der Nordsee ausreichend große Habitate zur Verfügung stehen, die als Nahrungs- und Aufzuchtgebiete oder als Ruhe- und Rückzugsräume dienen. Im internationalen Vergleich nimmt Deutschland bei der Entwicklung und Anwendung von technischen Schallminderungssystemen sowie in der Entwicklung von schallarmen Installationsverfahren eine Vorreiterrolle ein (zum Stand der Wissenschaft und Technik bei Schallminderung siehe den „Erfahrungsbericht Rammschall", Bellmann et al. (2020)). Auswirkungen auf den Meeresboden gehen zudem von der Verlegung und dem Betrieb der für die Anbindung erforderlichen Seekabel aus. Um mögliche nachteilige Auswirkungen des Kabelbetriebs z. B. auf benthische Lebensgemeinschaften zu vermeiden, wurde das sog. 2-K-Kriterium als Vorsorgewert etabliert. Es begrenzt die zulässige Erwärmung des Sediments. Die Einbringung von Hartsubstrat, z. B. Fundamenten, kann durch die Schaffung neuer Lebensräume auch positive Auswirkungen auf die Meeresumwelt haben. Darüber hinaus ist die Schlepp- und Stellnetzfischerei in der Sicherheitszone der Windenergieanlagen auf See aus Sicherheitsgründen derzeit verboten, sodass damit verbundene Belastungen der Habitate und Arten in diesem Bereich wegfallen.

All diesen möglichen Auswirkungen wird beim Ausbau von Windenergie auf See gemäß § 1 des Windenergie-auf-See-Gesetzes (WindSeeG) Rechnung getragen. Bereits auf Ebene der Raumordnung werden durch die Festlegung von Vorrang- und Vorbehaltsgebieten für Windenergie ausschließlich außerhalb von Naturschutzgebieten weite Teile der ausschließlichen Wirtschaftszone und des Küstenmeers von der Windenergienutzung freigehalten. Zudem werden vorrangig Gebiete für Windenergie festgelegt, auf denen möglichst geringe Konflikte zu erwarten sind.

Die energetische Nutzung von Waldholz erfolgt vor allem in dezentralen Heizungsanlagen des Haushaltssektors. Derzeit werden rund 30 Prozent des in Deutschland verwendeten Waldholzes (einschl. stofflich nicht nutzbares Waldholz) energetisch genutzt. Gegenüber dem Jahr 2010 hat sich der Anteil von 37 auf 30 Prozent verringert (Thünen-Institut (2020)). Eine Gefährdung der nachhaltigen Waldnutzung ist dadurch bislang nicht zu erkennen. Der überwiegende Anteil des Energieholzangebots stammt aus Reststoffen, wie z. B. Sägenebenprodukten oder Altholz. Die Bundesregierung unterstützt die Kaskadennutzung (stoffliche vor energetischer Verwendung) von Holz, wo dies möglich und sinnvoll ist, um die Biomasse möglichst effizient zu nutzen.

Der Nutzungsdruck auf landwirtschaftliche Flächen wird auch durch den Biomasseanbau zur Energiegewinnung beeinflusst. Mögliche Nutzungsintensivierungen und der Verlust von landwirtschaftlichen Mikrostrukturen wie Hecken, nicht bewirtschafteten Feldrainen und andere Grenzflächen bergen Risiken für die biologische Vielfalt, die Wasserressourcen und die Wasser- und Bodenqualität sowie für terrestrische Ökosysteme. Der Einsatz von Agroforstsystemen kann einen Beitrag zum Erhalt der Biodiversität und der Bodenqualität leisten. Zudem sind die negativen Auswirkungen importierter Bioenergieträger wie z. B. Palmöl-basierter Biodiesel auf die Umwelt in anderen Ländern zu beachten und solche, die durch Verdrängungseffekte der inländisch produzierten Bioenergieträger in anderen Weltregionen entstehen. Indirekte Wirkungen insbesondere auf die Biodiversität sind methodisch oder datenseitig meist nicht oder sehr schwierig abzubilden. Die THG-Emissionen aus solchen indirekten Landnutzungsänderungen können aufgrund der fehlenden Darstellungsmöglichkeit im Rahmen gängiger Bewertungsmethoden nicht abgebildet werden. Auch Emissionen von Treibhausgasen im landwirtschaftlichen Erzeugungs- und Aufbereitungsprozess sind zu berücksichtigen. Der Beitrag der Bioenergie zur Minderung der THG-Emissionen gegenüber fossilen Energieträgern kann nur einen begrenzten Beitrag leisten.

Wasserkraftanlagen können die ökologische Funktion der Flussläufe beeinträchtigen: Allerdings sind seit vielen Jahren kaum Wasserkraftanlagen zugebaut worden. Im Rahmen des EEG wird vor allem die Modernisierung bestehender Anlagen angereizt. Neue Anlagen werden nur dann gefördert, wenn diese an einem bereits bestehenden Querbauwerk errichtet werden. Die Wasserrahmenrichtlinie schafft einen Rechtsrahmen, um einen guten ökologischen Zustand für Gewässer zu erreichen. Hierfür müssen Gesamtkonzepte für die betroffenen Wasserläufe erstellt werden. Um Eingriffe in die Natur durch den Betrieb solcher Anlagen zu begrenzen, müssen zum Schutz von Tieren, Pflanzen und Auen Vorkehrungen (z. B. Fischaufstiegsanlagen, Fischabstiegsanlagen, Festlegungen zur Mindestwasserführung) getroffen werden. Das Wasserhaushaltsgesetz sieht u. a. vor, dass die Nutzung von Wasserkraft nur zugelassen werden darf, wenn Maßnahmen zum Schutz der Fischpopulationen ergriffen werden. Auch eine ausreichende Mindestwasserführung ist einzuhalten und die Durchgängigkeit des Gewässers zu erhalten oder wiederherzustellen.

11.5 Gesundheitseffekte

Die im Kapitel 11.1 genannten stofflichen Einträge des Energiesektors in die Umwelt wirken sich auch auf die menschliche Gesundheit aus. Bei den Luftschadstoffen stellen für die Gesundheit insbesondere Feinstaub, Stickstoffdioxid und Ozon eine Gefahr dar. In Bezug auf das Energiesystem sind es vor allem der Straßenverkehr, die Kohlekraftwerke und Hausfeuerungen, die einen relevanten Anteil an den Emissionen dieser Schadstoffe oder deren Vorläufergasen aufweisen. Wichtige primäre Feinstaubquellen sind Kraftfahrzeuge, Heizwerke, Abfallverbrennungsanlagen, Öfen und Heizungen sowie einige Industrieprozesse. In Ballungsgebieten ist der Straßenverkehr eine bedeutende Feinstaubquelle. An der Bildung sekundären Feinstaubes sind wesentlich Schwefeldioxid, Stickstoffoxide, Ammoniak und Kohlenwasserstoffe beteiligt. Aufgrund der hohen Schwefeldioxidemissionen kommt z. B. den Kohlekraftwerken eine bedeutende Rolle bei der Verursachung sekundärer Feinstaubbelastung zu. Sind Menschen über lange Zeit bedenklichen Feinstaubkonzentrationen ausgesetzt, können Herz-Kreislauf-Erkrankungen,

eine chronisch obstruktive Lungenerkrankung (COPD) oder auch Lungenkrebs entstehen. Neuere Untersuchungen weisen zudem darauf hin, dass es auch einen Zusammenhang zwischen Feinstaubbelastungen und dem Auftreten von Diabetes Mellitus (Typ 2), neurodegenerativen Erkrankungen im Alter sowie niedrigem Geburtsgewicht geben könnte. Weitere gesundheitlich relevante Schadstoffe, die den Schornstein von Kohlekraftwerken verlassen, sind Schwermetalle (u. a. Arsen, Cadmium, Blei, Quecksilber). Die Schwermetalle erreichen die Bevölkerung im Wesentlichen über die Aufnahme mit belasteten Lebensmitteln und tragen über den Nahrungspfad zur Belastung der Menschen bei.

Neben der Emission von Schadstoffen können auch Licht- und Geräuschemissionen Auswirkungen auf die Gesundheit von Menschen und Tieren haben. Anlagen zur Energieumwandlung (z. B. Kraftwerke oder Windenergieanlagen) können Schall emittieren, der sich auf die menschliche Gesundheit auswirken kann. Es gibt bislang keine Hinweise, dass die Geräuschimmissionen von Windenergieanlagen eine negative Wirkung auf das Gehör haben. Beim Betrieb von Energieanlagen müssen die Immissionsrichtwerte der „Technischen Anleitung zum Schutz gegen Lärm – TA Lärm“ eingehalten werden, um erhebliche Belästigungen und Beeinträchtigungen durch niedrige Schallpegel auszuschließen. So wird bei Windenergieanlagen zum Schutz der Anwohner und Anwohnerinnen bereits bei der Flächenausweisung mit vorsorgenden Abständen zu Siedlungen geplant. Zudem hat die Entwicklung technischer Modifikationen an den Rotorblättern sowie schallreduzierte Betriebsmodi in den letzten Jahren die Geräuschemissionen verringert. Die Einhaltung der Immissionsrichtwerte wird im Rahmen des Genehmigungsverfahrens geprüft. Für die Belastung durch Infraschall kann nach heutigem Stand der Forschung davon ausgegangen werden, dass diese im Vergleich mit anderen Quellen sehr gering sind und ohne negative Wirkungen auf die Gesundheit sind. Andere dezentrale Energieanlagen (z. B. Wärmepumpen, Blockheizkraftwerke) können durch tieffrequente Geräusche und Infraschall Lärmprobleme hervorrufen, insbesondere, wenn sie nicht fachgerecht errichtet wurden.

Sofern die meteorologischen Voraussetzungen gegeben sind, können Windenergieanlagen periodischen Schattenwurf verursachen. Dieser kann von den betroffenen Anwohnerinnen und Anwohnern als belästigend wahrgenommen werden. Dieses Problem wurde bereits Anfang der 2000er Jahre durch Erarbeitung von Hinweisen für das Genehmigungsverfahren sowie die Entwicklung und Implementierung technischer Vermeidungsmaßnahmen gelöst (Abschaltung bei Überschreitung der Grenzwerte), so dass Schattenwurf mittlerweile nicht mehr als relevanter Faktor in Erscheinung tritt.

Windenergieanlagen mit einer Gesamthöhe von mehr als 100 m sind gemäß der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (im Folgenden AVV) als Hindernisse für den Luftverkehr mit einer Tages- und Nachtkennzeichnung zu versehen. Insbesondere die nächtliche Befeuerung, rot blinkende Feuer auf dem Maschinenhaus und zusätzlich ab einer Gesamtanlagenhöhe von 150 Metern konstant leuchtende Hindernisfeuer am Turm, kann von Anwohnerinnen und Anwohnern als störend empfunden werden (Hübner, Pohl (2010)). Das größte Potenzial zur Emissionsminderung liegt im Einsatz einer bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung (BNK). Dabei erfolgt die Befeuerung der Anlage nur dann, wenn sich ein Luftfahrzeug im Wirkungsraum der Windenergieanlage befindet. Während der restlichen Zeit wird die Kennzeichnung deak-

tiviert. Mit der Änderung der AVV wurde die BNK verpflichtend eingeführt. Die Umrüstung des Altbestandes ist bis 31. Dezember 2022 für Windenergieanlagen an Land und bis 31. Dezember 2023 für Windenergieanlagen auf See geplant, so dass diese empfundene Störung wesentlich verringern wird.

Der Verkehr als ein wesentlicher Bestandteil des Energiesystems gehört zu den wesentlichen Lärmverursachern. Im Fünf-Jahres-Turnus wird die Belastung durch Umgebungslärm in Ballungsräumen, entlang von Hauptverkehrswegen und an Großflughäfen kartiert. Die Lärmkarten des Jahres 2017 zeigen, dass mindestens 4,7 Millionen Menschen nächtlichen Lärmpegeln von mehr als 55 dB(A) und etwa 3,3 Millionen Menschen ganztägig Schallpegeln über 65 dB(A) ausgesetzt sind. Neuere Studien zeigen, dass eine lang andauernde Belastung durch Verkehrslärm zu chronischen Stressreaktionen führen kann und auch das Risiko für Herz-Kreislauf-Erkrankungen erhöhen kann. Der weitere Ausbau der Elektromobilität (siehe Kapitel 13) kann in Städten dazu beitragen, diese hohen Lärmbelastungen zu verringern und damit die Lärmsituation zu verbessern und gesundheitliche Folgen zu vermindern.

Stromführende Bauteile können Quellen elektromagnetischer Felder sein. Hohe Feldstärken können ein Risiko für die menschliche Gesundheit darstellen. Errichtung und Betrieb von Stromleitungen in den Übertragungs- und Mittelspannungsnetzen unterliegen deshalb den Bestimmungen der 26. BImSchV. Diese Verordnung definiert Immissionsgrenzwerte und ein Minimierungsgebot. Ladepunkte und Antriebsstränge von Elektrofahrzeugen unterliegen den im Produktsicherheitsrecht definierten Anforderungen. Auf induktive Ladestationen wäre die 26. BImSchV anwendbar.

Neben den Umwelt- und Gesundheitswirkungen der Anlagen im Normalbetrieb sind auch potenzielle Belastungen bei Stör- und Schadensfällen in Betracht zu ziehen. Schwerwiegende Unfälle treten zwar selten auf, können aber weitreichende Folgen haben. Durch den Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie zur Stromerzeugung werden die Risiken zur Freisetzung von radioaktiven Stoffen begrenzt. Die sichere Endlagerung radioaktiver Abfälle soll dazu beitragen, die radiologischen Nachwirkungen der Kernenergienutzung über lange Zeiträume zu minimieren. Negative Wirkungen durch erneuerbare Energien sind im Schadensfall aufgrund ihres dezentralen Charakters und im Vergleich zu großen zentralen Anlagen mit hohen Energiedichten generell als vergleichsweise gering einzuschätzen. Deshalb kann im Allgemeinen davon ausgegangen werden, dass die Energiewende das Schadensrisiko hier insgesamt vermindert.

11.6 Wesentliche bisherige Maßnahmen

Deutsches Ressourceneffizienzprogramm III (ProgRess III): Mit der Fortschreibung des Ressourceneffizienzprogramms wird der von der Bundesregierung unterstützte Vorläuferprozess fortgeführt und ausgebaut. Dazu gehört die gemeinsame Betrachtung von Materialeffizienz und Energieeffizienz und Steigerung der Materialeffizienz entlang der gesamten Wertschöpfungskette, z. B. durch ressourceneffiziente Produktions- und Verarbeitungsprozesse. Das Programm betont den Beitrag der Ressourceneffizienz zur Erreichung der Klimaschutzziele. Weiter wird unterstützt, Umwelt-, Sozial- und Transparenzstandards im Rohstoffsektor international zu stärken und nachhaltigere Lieferketten zu schaffen. Damit flankiert das Deutsche Ressourceneffizienzprogramm auch die Fortschreibung der Rohstoffstrategie der Bundesregierung, mit der sowohl der sichere und wettbewerbsfähige

als auch der verantwortungsvolle Rohstoffbezug in den Fokus des industriepolitischen Handelns rücken soll. Das Deutsche Ressourceneffizienzprogramm III wurde am 17. Juni 2020 vom Bundeskabinett verabschiedet.

In ihrem ersten Stickstoff-Bericht vom Mai 2017 stellt die Bundesregierung die Notwendigkeit dar, den Stickstoffeintrag sektorenübergreifend auf ein umwelt- und gesundheitsverträgliches Maß zu reduzieren (BMU (2017)). Relevante Stickstoffemissionen, deren Höhe auch durch die Ausgestaltung der Energiewende beeinflusst wird (z. B. Ausbringung von Gärresten), sind Ammoniak-, Lachgas- und Nitratemissionen (Landwirtschaft) und Stickstoffoxidemissionen (Energieerzeugung und Verkehr). In Deutschland trägt die Landwirtschaft 67 Prozent zu den jährlichen Gesamtstickstoffemissionen in Höhe von 1,6 Millionen Tonnen Stickstoff bei. Die Energiewirtschaft und Industrie steuern 11 Prozent bei, der Verkehr 16 Prozent; die restlichen 6 Prozent stammen aus Abwasser und Oberflächenablauf (UBA (2020d)). Zur Reduzierung der Nitrateinträge in das Grundwasser ist ab dem 1. Mai 2020 die novellierte Düngeverordnung in Kraft getreten. Zentrale Punkte sind die Ablösung des Nährstoffvergleichs durch die Dokumentation der tatsächlichen Düngungsmaßnahmen, die Festlegung bundesweit einheitlicher Maßnahmen in nitratbelasteten Gebieten und der Auftrag an die Bundesländer, belastete Gebiete nach einheitlichen Kriterien bis Ende des Jahres auszuweisen. Die festgelegten Maßnahmen für nitratbelastete Gebiete werden ab 1. Januar 2021 rechtskräftig.

Bundeseigene Gesellschaften für Zwischen- und Endlagerung: Im Jahr 2017 trat das „Gesetz zur Neuordnung der Verantwortung in der kerntechnischen Entsorgung“ in Kraft. Es regelt, dass die Kernkraftwerke betreibenden Energieversorgungsunternehmen weiterhin für die Stilllegung und für den Rückbau der Kernkraftwerke sowie die fachgerechte Verpackung der radioaktiven Abfälle zuständig sind und der Bund für die Zwischenlagerung und Ablieferung der Abfälle zur Endlagerung. Der Bund hat für die Erfüllung der Aufgaben, insbesondere zur Zwischenlagerung, die BGZ Gesellschaft für Zwischenlagerung mbH und für die Aufgaben der Standortsuche für ein Endlager für hochradioaktive Abfälle, die Einrichtung, den Betrieb und die Stilllegung von Endlagern – für die er bereits vorher zuständig war – die Bundesgesellschaft für Endlagerung mbH (BGE) gegründet. Zur Finanzierung durch den Entsorgungsfonds (KENFO), siehe Kapitel 9.3.

Im Jahr 2017 traten gesetzliche Regelungen zum Fracking in Kraft. Diese sehen weitreichende Verbote und Einschränkungen für die Anwendung der Frackingtechnologie in Deutschland vor. Sogenanntes unkonventionelles Fracking wird generell verboten. Nur zu wissenschaftlichen Zwecken können die Bundesländer bundesweit maximal vier Erprobungsmaßnahmen zulassen, um offene Fragen zu klären.

Mit dem Energiesammelgesetz (EnSaG) von Ende 2018 wurde die bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung (BNK) für alle Windenergieanlagen an Land und küstennahe Anlagen auf See verpflichtend eingeführt. Damit wurde die Grundlage geschaffen, dass nachts rote Lichter auf Windenergieanlagen aus Gründen der Akzeptanz nicht mehr dauerhaft blinken. Um neben einer bereits zugelassenen Radarlösung eine weitere, auf Transpondersignalen basierende Technologie zu ermöglichen, wurde die Flugsicherungsausrüstungsverordnung (FSAV) mit Wirkung zum 1. August 2019 und die Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (AVV, in Kraft seit 1. Mai 2020) geändert. Die Bundesnetzagentur hat die EnSAG-Umsetzungsfrist auf 31. Dezember 2022

für Windenergieanlagen an Land und auf den 31. Dezember 2023 für Windenergieanlagen auf See verlängert, da die erforderlichen technischen Einrichtungen nicht rechtzeitig in ausreichendem Umfang am Markt angeboten wurden.

Zudem trug das Leitprinzip „Efficiency First" auch in 2018 und 2019 dazu bei, durch Effizienzsteigerungen im Energiesektor und in den anderen Sektoren Verbräuche zu reduzieren, Emissionen zu vermeiden und Umweltschäden zu verringern. Zu den entsprechenden Energieeffizienzmaßnahmen allgemein und im Gebäudesektor (z. B. Förderprogramm „Energieeffizient Bauen" und „Energieeffizient Sanieren") siehe Kapitel 5 und 6.

Das Kompetenzzentrum Naturschutz und Energiewende (KNE), das im Juli 2016 seine Tätigkeit aufgenommen hat, leistet einen Beitrag zur Konfliktvermeidung beim Ausbau der erneuerbaren Energien. Das KNE trägt zu einer Versachlichung von entsprechenden Debatten und zur Vermeidung von Konflikten vor Ort bei.

Die vom BMWi seit 2015 geförderte Initiative „Bürgerdialog Stromnetz" ist vor Ort in den besonders vom Netzausbau betroffenen Regionen mit Veranstaltungs- und Gesprächsformaten präsent und informiert online über ihre Angebote. Zu den behandelten Themen rund um Energiewende und Netzausbau gehören auch elektromagnetische Felder/Wohnumweltschutz sowie Natur- und Umweltschutz/Landwirtschaft.

Wesentliche bisherige Maßnahmen im Bereich Umweltverträglichkeit

- Deutsches Ressourceneffizienzprogramm II
- Erster Stickstoff-Bericht der Bundesregierung
- Verbot für unkonventionelles Fracking für die Förderung von Erdgas und Erdöl
- „Efficiency First"-Maßnahmen
- Gründung des Kompetenzzentrums Naturschutz und Energiewende (KNE)

12. Netzinfrastruktur



Wo stehen wir?

Mit Ende des 4. Quartals 2019 waren rund 800 Kilometer (46 Prozent) der Vorhaben nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) mit einer Gesamtlänge von rund 1.700 Kilometern realisiert. Genehmigt sind bereits fast drei Viertel der Vorhaben.

Von den Vorhaben des Bundesbedarfsplangesetzes (BBPlG) mit insgesamt rund 5.900 Kilometern Leitungslänge sind 183 Kilometer mit Ende des 4. Quartals 2019 in Betrieb. Rund 600 Kilometer befanden sich im Bau.

Bei den wichtigen HGÜ-Stromautobahnen (Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung) stehen bereits für 650 Kilometer (von insgesamt 2.400 Kilometern) die groben Trassenverläufe fest.

Die Netzentgelte für Haushaltskunden sind im Jahr 2018 gesunken und im Jahr 2019 gestiegen, während die Netzentgelte für Industriekunden im Jahr 2018 gestiegen und im Jahr 2019 gesunken sind.

Die Zuverlässigkeit der Netzinfrastruktur in Deutschland ist im Hinblick auf Netzstabilität und -qualität nach wie vor auf einem sehr hohen Niveau.

Was ist neu?

Ende 2019 hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) den Netzentwicklungsplan (NEP) 2019 – 2030 bestätigt, der den für die Realisierung des 65-Prozent-Anteils der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030 erforderlichen Ausbau des Übertragungsnetzes identifiziert.

Mit den im NEP 2019 – 2030 bestätigten Netzboostern hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) erstmals Pilotanlagen zur Erprobung einer reaktiven Systemführung genehmigt. Dabei handelt es sich um ein innovatives Systemführungskonzept, das eine höhere Netzauslastung zum Ziel hat.

Das im April 2019 von Bundestag und Bundesrat beschlossene Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus (NABEG-Novelle) ist ein wichtiger Meilenstein für einen schnelleren Netzausbau. Bei mehreren Netzausbauprojekten hat das Gesetz direkt gewirkt und die behördlichen Verfahren um mehrere Jahre verkürzt.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) hat ein vorausschauendes Controlling beim Netzausbau für alle Leitungsvorhaben nach dem EnLAG und dem BBPlG eingeführt. Ziel des Controllings ist, Beschleunigungspotenziale zu heben und rechtzeitig Maßnahmen zu ergreifen, um weitere Verzögerungen beim Netzausbau zu vermeiden.

Mit der Novelle zum NABEG von April 2019 wurde außerdem das Engpassmanagement neu strukturiert und effizienter gestaltet. Am sogenannten Redispatch 2.0-Prozess nehmen ab Oktober 2021 alle Stromerzeugungsanlagen und Speicher ab einer installierten Leistung von 100 kW teil.

Durch das Gesetz zur marktgestützten Beschaffung von Systemdienstleistungen von November 2020 werden transparente, diskriminierungsfreie und marktgestützte Verfahren für die Erbringung von Systemdienstleistungen eingeführt. Mit dem Gesetz wird eine Teilnahme für alle potenziellen Marktteilnehmer eröffnet, Wett-

bewerb angereizt und es können bisher nicht genutzte Potenziale zur Erbringung von Systemdienstleistungen wirtschaftlich gehoben werden.

Zur Prüfung einer Weiterentwicklung der Anreizregulierung hat das BMWi im Mai 2019 einen Branchendialog initiiert, der im Sommer 2020 abgeschlossen wurde. Im Nachgang hierzu wurden weitere Fachgespräche zu möglichen Optionen für Anpassungen der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) geführt. Auf dieser Grundlage wird derzeit eine Novelle der ARegV erarbeitet.

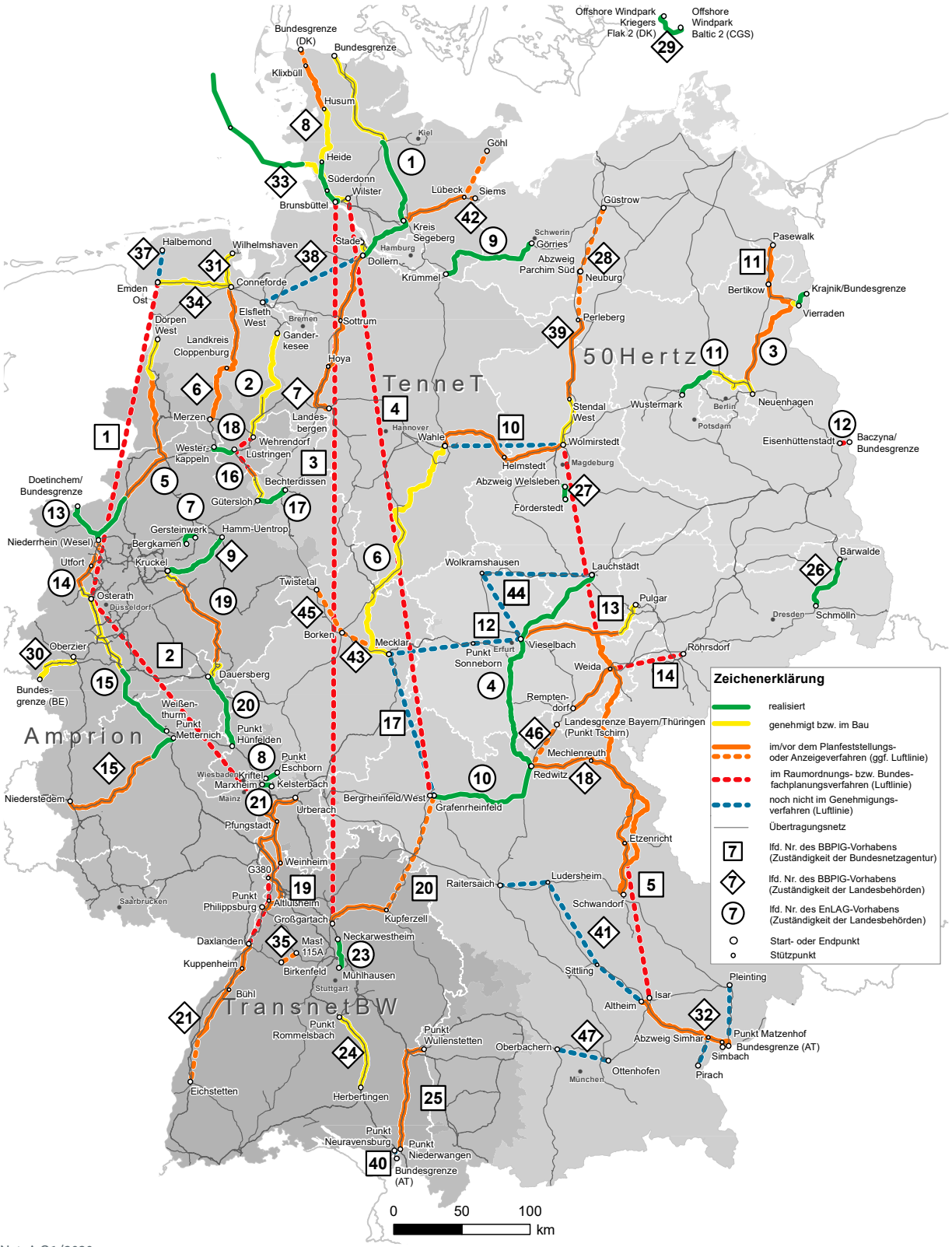
NETZAUSBAU	Netze bedarfsgerecht ausbauen und modernisieren.

12.1 Ausbau der Übertragungsnetze

Zum Ende des 4. Quartals 2019 waren rund 46 Prozent der Vorhaben gemäß Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) fertiggestellt und in Betrieb genommen worden. Dies entspricht rund 800 Leitungskilometern. Genehmigt waren insgesamt rund 1.250 Kilometer und damit bereits fast drei Viertel der Vorhaben. Konkrete Fortschritte gab es im Jahr 2019 u. a. bei der Elbekreuzung als Teil des EnLAG-Vorhabens Nr. 1 von Kassø (Dänemark) über Hamburg nach Dollern (siehe Abbildung 12.1). Im Oktober 2019 ist die verstärkte Elbekreuzung 2 in Betrieb gegangen. Die 45 Kilometer lange Leitung gilt als Hauptschlagader zwischen den windreichen Bundesländern Niedersachsen und Schleswig-Holstein. Durch die Verstärkung vervierfacht sich die Übertragungsleistung auf 9.600 MW. Dies entspricht der Leistung von zehn großen konventionellen Kraftwerken bzw. rund 3.000 Windkraftanlagen.

Mit Ende des 4. Quartals 2019 konnten bei den Vorhaben gemäß Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) 183 Kilometer in Betrieb genommen werden. Im Genehmigungsverfahren waren bereits rund 1.747 Kilometer. Weitere rund 600 Kilometer befanden sich im Bau. Damit sind mehr als 40 Prozent der Vorhaben im Genehmigungsverfahren oder noch weiter vorangeschritten. Die vier HGÜ-Stromautobahnen (Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung) sollen dabei zum Rückgrat der modernen Stromversorgung in Deutschland werden. Die Behörden haben in den letzten Monaten wichtige Zwischenentscheidungen getroffen: Auf 650 Kilometern Länge (von insgesamt 2.400 Kilometern) steht nun der grobe Trassenverlauf nach dem Bundesfachplanungsverfahren fest. Für den Bau der südlichen Konverter der Vorhaben Sued-Link und Ultranet in Baden-Württemberg wurden bereits Genehmigungen erteilt. Weitere Entscheidungen werden im Jahr 2020 erwartet.

Abbildung 12.1: EnLAG- und BBPlG-Projekte



Quelle: BNetzA Q1/2020

Hinweis: Grafische Darstellung der Stände des Ausbaus von Leitungsvorhaben nach dem EnLAG sowie BBPlG zum 31.12.2019. Die Linien in der Karte stellen lediglich die direkten Verbindungen zwischen den gesetzlich festgelegten Netzverknüpfungspunkten dar (Luftlinien) und sind nicht als Visualisierung der Trassenverläufe zu verstehen.

12.2 Ausbau der Stromverteilernetze

Stromverteilernetze übernehmen zunehmend neue Aufgaben. Die Stromverteilernetze dienen traditionell der lokalen Verteilung von elektrischem Strom innerhalb einer begrenzten Region. Zunehmend kommen weitere Herausforderungen auf diese Netze zu. Beispielsweise steigt die Stromeinspeisung im Verteilernetz. Denn über 90 Prozent der in Erneuerbare-Energien-Anlagen installierten Leistung sind an das Verteilernetz angeschlossen und immer mehr Stromverbraucher sind zugleich Produzenten. Da die Verteilernetze jedoch bisher nicht für die Aufnahme einer entsprechenden Stromeinspeisung ausgelegt sind, entsteht ein neben Investitionen in Erhalt und Modernisierung zusätzlicher Investitionsbedarf.

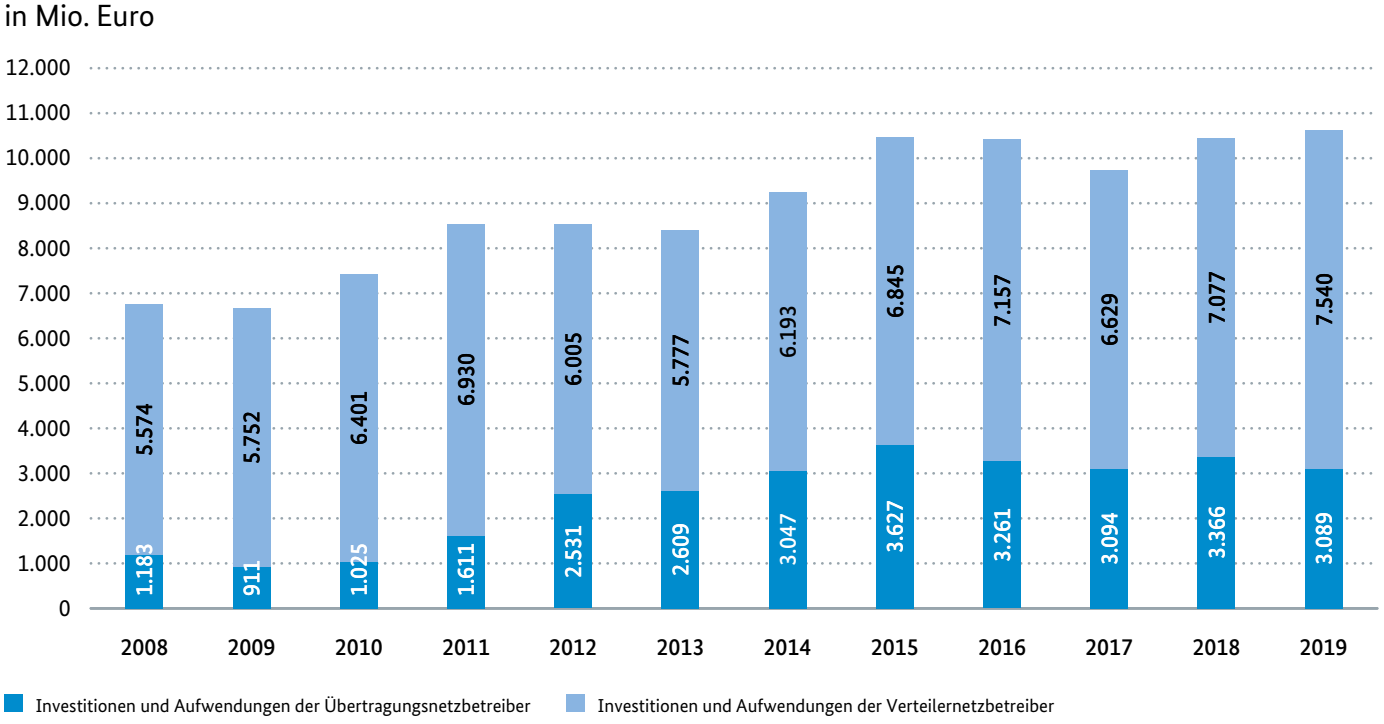
Auch neue Verbrauchseinrichtungen wie Elektrofahrzeuge und elektrische Wärmepumpen bedeuten neue Aufgaben in den Verteilernetzen. Die anspruchsvollen Ziele zum Aufbau einer bundesweiten Ladeinfrastruktur sorgen vor allem in den Verteilernetzen für Anpassungsbedarf hinsichtlich Netzausbau und -betrieb. Auch durch den Einsatz elektrischer Wärmepumpen wird der zusätzliche Stromverteilungsbedarf gesteigert. Zur effizienten Netzintegration dieser neuen Verbrauchseinrichtungen und für einen optimierten Netzbetrieb braucht es intelligente Steuerungs- und Regelungstechnik.

Eine entscheidende Rolle bei der Modernisierung der Verteilernetze kommt dem Einsatz digitaler Technologien zu. Damit die Verteilernetze die beschriebenen neuen Herausforderungen bewältigen können, sollen sie zu intelligenten Netzen (Smart Grids) fortentwickelt werden. Konventionelle Elektrizitätsnetze werden zu Smart Grids, wenn sie mit Kommunikations-, Steuer- und Regeltechnik sowie IT-Komponenten ausgerüstet werden. Auf diese Weise können die Netze intelligent miteinander sowie mit Stromerzeugung und -verbrauch verknüpft werden. Dazu soll auch das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW) beitragen. Zudem werden im Rahmen des Förderprogramms „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG) des BMWi in fünf großflächigen Schaufensterregionen innovative Verfahren, Technologien und Geschäftsmodelle für Verbraucher, Speicher und Netzbetreiber für den Betrieb des Stromsystems bei sehr hohen Anteilen an erneuerbar erzeugtem Strom erprobt. In diesem Reallabor zur Digitalisierung der Energiewelt werden Blaupausen für den künftigen Betrieb von Netz und System im Stromsektor und Empfehlungen für die Weiterentwicklung des Rechtsrahmens entwickelt (siehe Kapitel 13).

12.3 Netzinvestitionen und Netzentgelte

Mit dem Ausbau der Stromnetze geht ein erhöhter Investitionsbedarf einher. Die Investitionen der Netzbetreiber in deutsche Stromnetze (siehe Abbildung 12.2) sind zusammen mit den Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung im Jahr 2018 auf insgesamt 10.443 Mio. Euro und im Jahr 2019 auf insgesamt 10.629 Mio. Euro (Steigerung um 1,8 Prozent ggü. dem Vorjahr) gestiegen. In den Jahren 2018 und 2019 wurden im Übertragungsnetz 2.954 Mio. Euro bzw. 2.727 Mio. Euro in Neubau und Netzverstärkung investiert. Darüber hinaus wurden 413 Mio. Euro bzw. 362 Mio. Euro für Wartung und Instandhaltung der Netze aufgewendet. Auf Verteilernetzebene investierten in den Jahren 2018 und 2019 die Netzbetreiber 3.933 Mio. Euro bzw. 4.337 Mio. Euro in den Ausbau und 3.144 Mio. Euro bzw. 3.203 Mio. Euro in die Wartung und Instandhaltung der Infrastruktur.

Abbildung 12.2: Investitionen und Aufwendungen der Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber für die Netzinfrastruktur



Quelle: BNetzA 12/2020

Die Kosten für den Betrieb, die Instandhaltung und die Erweiterung der Stromnetze werden durch Netzentgelte finanziert. Diese werden von den Netznutzern getragen. Für die Belieferung von Haushaltskunden mit einem jährlichen Strombezug zwischen 2.500 und 5.000 kWh fielen im Jahr 2018 durchschnittlich 7,19 ct/kWh und im Jahr 2019 durchschnittlich 7,22 ct/kWh als Netzentgelte an. Gemessen am durchschnittlichen Strompreis von 29,88 ct/kWh (2018) bzw. 30,85 ct/kWh (2019) entspricht dies einem Anteil von 24,1 Prozent bzw. 23,4 Prozent. Gegenüber dem jeweiligen Vorjahr sind die Netzentgelte 2018 um 1,6 Prozent gesunken und 2019 um 0,4 Prozent gestiegen. Für Industriekunden mit einer Jahresabnahmemenge von 24 GWh, die nicht unter Entlastungsregelungen fallen, sind die Netzentgelte im Jahr 2018 um 4,4 Prozent auf 2,36 ct/kWh gestiegen und im Jahr 2019 um 1,3 Prozent auf 2,33 ct/kWh gesunken. Der Anteil der Netzentgelte am Strompreis betrug damit 15,4 Prozent (2018) bzw. 14,6 Prozent (2019).

Die Einnahmen der Netzbetreiber unterliegen der Anreizregulierung. Das Stromnetz ist ein natürliches Monopol. Die Regulierung, umgesetzt durch die Bundesnetzagentur und die Landesregulierungsbehörden, schützt die Stromverbraucher vor möglichem Missbrauch der Monopolstellung. Der Regulierungsrahmen sieht vor, dass die Netzbetreiber nur solche Kosten über die Netzentgelte refinanzieren können, die bei einer effizienten Betriebsführung anfallen würden. Dabei wird für jedes Jahr der Regulierungsperiode eine individuelle Erlösobergrenze für jeden Netzbetreiber bestimmt. Diese soll dem Netzbetreiber ausreichend Erlöse ermöglichen, um seine tatsächlichen

Kosten unter Berücksichtigung von Effizienzanforderungen zu decken. Die Erlösobergrenze ist maßgeblich für die Höhe der Netzentgelte.

Transparenz, Beteiligung und Akzeptanz im Bereich Netzausbau

Ein regelmäßiges, umfassendes Monitoring zu den Ausbauvorhaben schafft für alle Akteure Transparenz zum Stand der Leitungsvorhaben. Die Bundesnetzagentur veröffentlicht dazu auf der Website www.netzausbau.de alle drei Monate einen Bericht. Das Monitoring dokumentiert u. a. den Stand der BBPlG-Vorhaben sowie der Vorhaben aus dem Offshore-Netzentwicklungsplan, d. h. die Anbindungsleitungen für Windparks auf See. In den Berichten sind die Vorhaben zudem als Netzausbau- bzw. Netzverstärkungsmaßnahmen gekennzeichnet. Ab Mitte 2018 wurden zudem die Maßnahmen zur Optimierung der Bestandsnetze (z. B. Einsatz von Freileitungsmonitoring oder Hochtemperaturleiterseile) in das Monitoring aufgenommen. Eine Anwendung der Richtlinie 2007/2/EG kann helfen, geographische Informationsgrundlagen im Zusammenhang mit Trassenverläufen zu schaffen und damit die Transparenz bei Netzausbau und Netzoptimierung zu erhöhen.

Dieses Monitoring wird ergänzt durch ein Controlling des BMWi. Dieses listet die sechs wichtigsten Meilensteine beim Ausbau der Leitungsvorhaben auf: jeweils Beginn und Abschluss des Bundesfachplanungs- bzw. Raumordnungsverfahrens und des Planfeststellungsverfahrens sowie Baubeginn und Inbetriebnahme. So kann sich die Öffentlichkeit jederzeit über den Fortschritt beim Netzausbau informieren.

Die Öffentlichkeit wird eng in die Planungen zum Netzausbau eingebunden. Dies gilt für die Bedarfsermittlung, die Bundesfachplanung sowie die Planfeststellung. Beispielsweise werden die Entwürfe der Netzentwicklungspläne durch die Übertragungsnetzbetreiber und durch die Bundesnetzagentur zur Konsultation gestellt. Die Öffentlichkeit hat jeweils die Möglichkeit, sich schriftlich zu diesen Plänen zu äußern. Neben der Beteiligung in diesen formellen Verfahren können sich Bürgerinnen und Bürger bereits frühzeitig in informellen Dialogprozessen einbringen. So führen die Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur zahlreiche Veranstaltungen vor Ort durch.

Darüber hinaus fördert das BMWi seit 2015 die Initiative „Bürgerdialog Stromnetz“. Sie ist vor Ort in den besonders vom Netzausbau betroffenen Regionen mit verschiedenen Veranstaltungs- und Gesprächsformaten für Bürgerinnen und Bürger und Stakeholder sowie einem Dialogmobil präsent und informiert auf der Website www.buergerdialog-stromnetz.de über ihre Angebote.

12.4 Stabilität und Qualität der Stromnetze

Die Netzbetreiber sorgen für die Stabilität der Stromnetze. Um die Netze stabil zu halten, ergreifen die Netzbetreiber, etwa bei Frequenz- oder Spannungsabweichungen sowie Netzengpässen, Maßnahmen, sogenannte Systemdienstleistungen. Zum Beispiel wird Regelleistung eingesetzt, um Frequenzabweichungen zu korrigieren. Zur Bewältigung von Netzengpässen werden ein Redispatch konventioneller Kraftwerke und ein Einspeisemanagement von Erneuerbare-Energien-Anlagen durchgeführt. Diese werden ab Oktober 2021 im Redispatch 2.0 zusammengeführt. Die erforderlichen Kooperationsprozesse werden aktuell zwischen den Netzbetreibern und Verantwortlichen

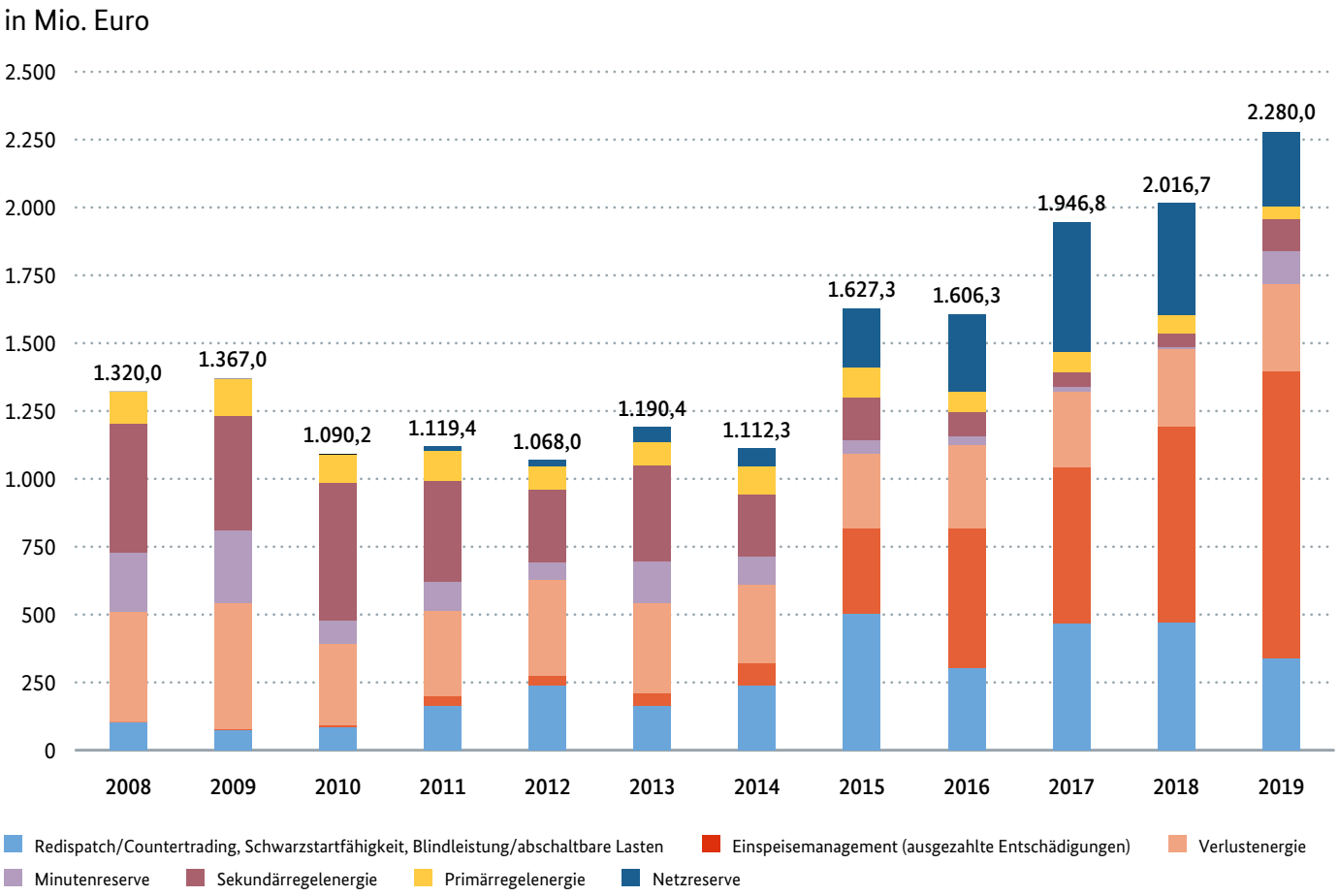
der Erzeugungsanlagen ausgestaltet und werden für eine noch engere Zusammenarbeit bei der Optimierung der Stromnetze sorgen. Allgemein werden künftig auch Erzeuger erneuerbarer Energien sowie Speicher und flexible Lasten verstärkt zur Systemstabilität beitragen. Schon heute können die Netzbetreiber zum Beispiel auf abschaltbare Lasten zugreifen. Außerdem stellen moderne Erneuerbare-Energien-Anlagen Systemdienstleistungen bereit, indem sie wichtige Beiträge zur Spannungshaltung leisten und Regelleistung erbringen. Zukünftig werden Systemdienstleistungen grundsätzlich marktgestützt beschafft werden. Dies ermöglicht eine Teilnahme von allen Marktakteuren wie Erzeugungsanlagen, Speichern und Verbrauchern. Dadurch werden Wettbewerb und Innovationen angereizt und bisher nicht genutzte Potenziale zur Erbringung von Systemdienstleistungen können wirtschaftlich gehoben werden.

Potenziale bei der Optimierung des Bestandsnetzes heben

Neben einem beschleunigten Netzausbau kann eine Optimierung des Bestandnetzes dazu beitragen, die vorhandenen Übertragungskapazitäten zu erhöhen. Durch die Höherauslastung sollen Netzengpässe vermieden und damit kurz- bis mittelfristig der Bedarf an Engpassmanagement (Redispatch) gesenkt werden. Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber haben in ihrem gemeinsamen Netzentwicklungsplan (NEP) verschiedene Optimierungsmaßnahmen berücksichtigt. Mit der Bestätigung des NEP 2017 hat die Bundesnetzagentur erstmals Phasenschiebertransformatoren (PSTs) als Ad-hoc-Maßnahme zur aktiven Lastflusssteuerung genehmigt. Im NEP 2019 sind drei weitere Anlagen mit geplanter Inbetriebnahme im Jahr 2025 hinzugekommen. Mit der Bestätigung des NEP 2019 sind zudem sogenannte „Netzbooster“ als Pilotanlagen zur Erprobung einer reaktiven Systemführung bestätigt worden. Die Übertragungsnetzbetreiber beschreiten damit technologisches Neuland. Daher ist eine schrittweise Einführung im Pilotbetrieb erforderlich.

Die Systemdienstleistungskosten sind in den Jahren 2018 und 2019 gegenüber dem jeweiligen Vorjahr gestiegen. Sie lagen im Jahr 2018 bei 2.016,7 Mio. Euro (Steigerung um 3,6 Prozent ggü. dem Vorjahr) und im Jahr 2019 bei 2.280,0 Mio. Euro (Steigerung um 13,1 Prozent ggü. dem Vorjahr) (siehe Abbildung 12.3). Die Kosten für Systemdienstleistungen werden größtenteils über die Netzentgelte von den Stromkunden getragen (siehe Kapitel 10). Der Teil der Systemdienstleistungskosten, der auf Engpässe im Stromnetz zurückzuführen ist (Redispatch, Countertrading, Einspeisemanagement, Netzreserve), stieg im Jahr 2018 gegenüber dem Jahr 2017 um 5,7 Prozent von 1.474,4 Mio. Euro auf 1.559 Mio. Euro und im Jahr 2019 gegenüber dem Jahr 2018 um 4,4 Prozent auf 1.627,9 Mio. Euro und bewegt sich damit weiterhin auf hohem Niveau. Dabei ist allerdings zu berücksichtigen, dass die im Jahr 2019 entstandenen Kosten auch ausgezahlte Entschädigungen für Einspeisemanagement enthalten, für die in den Vorjahren (2017, 2018) ein Anspruch entstanden ist. Für die klassischen Regelenergiearten zur Frequenz- und Spannungshaltung sanken im Jahr 2018 die Kosten gegenüber dem Vorjahr um 15,3 Prozent von 145,5 auf 123,2 Mio. Euro, dies auch, weil in einem funktionierenden Strommarkt weniger Regelenergie eingesetzt werden muss. Im Jahr 2019 stiegen hingegen die Kosten für die klassischen Regelenergiearten gegenüber dem Vorjahr um 131,8 Prozent auf 285,6 Mio. Euro. Der Anstieg ist einerseits auf das im Zeitraum Oktober 2018 bis Juli 2019 bei der Bezuschlagung von Sekundärregelenergie und Minutenreserve zur Anwendung gekommene Mischpreisverfahren zurückzuführen, das gegen-

Abbildung 12.3: Kosten für Systemdienstleistungen



Quelle: BNetzA 12/2020

über dem zuvor angewandten Zuschlagsverfahren höhere Leistungspreise für beide Regelenergiearten bewirkt hat (Preiseffekt). Andererseits wurden von den Übertragungsnetzbetreibern ab Juli 2019 deutlich höhere Mengen an Minutenreserve als im Vorjahreszeitraum ausgeschrieben (Mengeneffekt).

12.5 Wesentliche bisherige Maßnahmen

Durch das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) wurden bereits im Jahr 2009 die Bedarfe für den Bau von neuen sowie die Verstärkung von bestehenden Stromleitungen festgestellt. Die insgesamt 22 Vorhaben zählen zum Startnetz für die Berechnungen im Rahmen des Netzentwicklungsplans. Im 4. Quartal 2019 liegt die Gesamtlänge der Leitungen bei rund 1.700 Kilometern. Die konkreten Verläufe der Trassen werden erst im Genehmigungsverfahren festgelegt; daher schwanken die Angaben zu den Kilometerlängen. Der Umsetzungsstand der EnLAG-Vorhaben wird in Kapitel 12.1 dokumentiert.

Der Bundesbedarfsplan im Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) von 2015 basiert auf den von der Bundesnetzagentur bestätigten Vorhaben des Netzentwicklungsplans 2024. Der zügige Aus-

bau der erneuerbaren Energien erfordert über die EnLAG-Vorhaben hinaus einen weiteren Netzausbau. Der Bundesbedarfsplan umfasst derzeit insgesamt 43 Vorhaben, von denen 16 als länderübergreifend oder grenzüberschreitend gekennzeichnet sind. Die Gesamtlänge der Leitungen, die sich aus dem BBPlG ergeben, liegt im 4. Quartal 2019 bei rund 5.900 Kilometern. Im Netzentwicklungsplan sind davon etwa 3.050 Kilometer als Netzverstärkung und etwa 2.850 Kilometer als Neubaumaßnahmen kategorisiert. Der Umsetzungsstand der BBPlG-Vorhaben wird in Kapitel 12.1 dokumentiert.

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat am 20. Dezember 2019 den Netzentwicklungsplan (NEP) 2019 – 2030 in der überarbeiteten Fassung vom 15. April 2019 bestätigt und der Bundesregierung gemäß § 12e Absatz 1 Satz 1 EnWG als Entwurf für einen Bundesbedarfsplan vorgelegt. Er berücksichtigt erstmals das erhöhte Ziel für den Ausbau der erneuerbaren Energien auf einen Anteil von 65 Prozent am Bruttostromverbrauch im Jahr 2030. Daraus folgt ein erhöhter Netzausbaubedarf. Der bisherige Bundesbedarfsplan soll durch eine Novelle des Bundesbedarfsplangesetzes (BBPlG) aktualisiert werden.

Für besonders gekennzeichnete HGÜ-Leitungen gilt der Erdkabelvorrang. Das Gesetz zur Änderung von Bestimmungen des Rechts des Energieleitungsbaus verankert für neue HGÜ-Leitungen den Vorrang der Erdverkabelung. Der Vorrang betrifft die großen Nord-Süd-Trassenvorhaben SuedLink und SuedOstLink sowie den nördlichen Teil des Korridors A. Damit trägt der Gesetzgeber Vorbehalten gegenüber großen Freileitungstrassen Rechnung. Dies soll die Akzeptanz vor Ort erhöhen und helfen, den Netzausbau zu beschleunigen.

Mit dem EEG 2017 wurden für Windenergie an Land die Netzausbaugebiete eingeführt. Für Windenergie auf See wurde ein zentrales System der staatlichen Ausweisung, Voruntersuchung und Ausschreibung von Flächen im Gleichlauf mit den erforderlichen Offshore-Netzanbindungen eingeführt. Damit wurden erste Schritte unternommen, um Netzausbau und Ausbau der erneuerbaren Energien besser miteinander zu verzahnen. Der Windenergieausbau wird vorübergehend dort lokal angepasst, wo sich Netzengpässe verstärkt zeigen. In diesen Gebieten wird die Ausschreibungsmenge von Windenergieanlagen an Land bis Ende des Jahres 2019 auf den Wert von 58 Prozent des durchschnittlichen Zubaus der Jahre 2013 bis 2015 vorübergehend begrenzt. Dies dient dazu, das Übertragungsnetz zu entlasten und Netzengpässe nicht zusätzlich zu erhöhen. Die restlichen Ausbaumengen werden über die übrigen Regionen in Deutschland verteilt. Bei Wind auf See soll das zentrale System einen verlässlichen Ausbaupfad sicherstellen und gleichzeitig gewährleisten, dass bei der Inbetriebnahme neuer Windenergieanlagen auf See die notwendigen Anbindungsleitungen für den Abtransport des Stroms bereitstehen. Insgesamt entlasten diese Maßnahmen die Netze.

Das im April 2019 von Bundestag und Bundesrat beschlossene Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus (NABEG-Novelle) ist ein wichtiger Meilenstein für einen schnelleren Netzausbau. Zentral ist die Vereinfachung und Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren durch den partiellen Verzicht auf die Bundesfachplanung, die Stärkung des Anzeigeverfahrens sowie die Möglichkeit zur vorausschauenden Planung durch die Verlegung von Leerrohren. All diese Maßnahmen bringen in der Summe eine Beschleunigung des Ausbaus, insbesondere des Übertragungsnetzes, mit sich. Gleichzeitig werden materielle Standards im Umweltrecht, insbesondere im Gesundheitsschutz, nicht abgebaut. Zudem wird die Planung von Bund, Ländern und Kommunen besser koordiniert. Ergänzt werden die Maßnahmen aus dem NABEG durch die Ermäch-

tigung der Bundesregierung zum Erlass einer Bundeskompensationsverordnung, um den naturschutzrechtlichen Ausgleich bei Stromleitungen, die in der Zuständigkeit der Bundesnetzagentur liegen, bundesweit einheitlich zu regeln.

Mit der Novelle zum NABEG von April 2019 wird zudem ab Oktober 2021 das Engpassmanagement neu strukturiert und effizienter gestaltet. Am sogenannten Redispatch 2.0-Prozess nehmen ab Oktober 2021 alle Stromerzeugungsanlagen (auch EE-, KWK-Anlagen und Speicher) ab einer installierten Leistung von 100 kW teil. Dadurch werden auch Redispatch-Potenziale in den unteren Netzebenen erschlossen. Hierdurch kommen neue Aufgaben beim Engpassmanagement auf die Netzbetreiber zu. Sie müssen fortan in kontinuierlicher Abstimmung mit den vor- und nachgelagerten Netzbetreibern sowie den Einsatzverantwortlichen der in ihrem Netzgebiet angeschlossenen Erzeugungsanlagen das Engpassmanagement organisieren. Seit Verabschiedung der NABEG-Novelle werden die Kooperations- und Datenaustauschprozesse zwischen den Akteuren ausgestaltet.

Grundlage der genannten Zahlen ist das vom BMWi im Jahr 2019 eingeführte vorausschauende Controlling beim Netzausbau für Leitungsvorhaben nach dem EnLAG und dem BBPlG. Hierfür wurden mit den Ländern, Genehmigungsbehörden und Übertragungsnetzbetreibern im Mai 2019 für alle Vorhaben Zeitpläne und Meilensteine abgestimmt. So sollen Verzögerungen bei konkreten Projekten rechtzeitig bemerkt und bei Bedarf gegengesteuert werden. Sobald bei einem Projekt Verzögerungen drohen, kommen die zentralen Akteure an einen Tisch, um Gegenmaßnahmen zu vereinbaren. Die Zeitpläne sind auf der Homepage des BMWi veröffentlicht.

Wettbewerb und Innovationen werden durch eine marktgestützte Beschaffung von Systemdienstleistungen gestärkt. Durch das Gesetz zur marktgestützten Beschaffung von Systemdienstleistungen vom 22. November 2020 wurde der Weg bereitet für transparente, diskriminierungsfreie und marktgestützte Verfahren für die Erbringung von Systemdienstleistungen als wichtiger Baustein für die Versorgungssicherheit. Mit dem Gesetz wird eine Teilnahme für alle potenziellen Marktteilnehmer eröffnet: Erzeuger, Speicher und Verbraucher. Es werden Wettbewerb und Innovationen angereizt und bisher nicht genutzte Potenziale zur Erbringung von Systemdienstleistungen können wirtschaftlich gehoben werden. Die Regelung gilt für die Systemdienstleistungen Spannungsregelung, Trägheit der lokalen Netzstabilität, Kurzschlussstrom, dynamische Blindstromstützung, Inselbetriebsfähigkeit und Schwarzstartfähigkeit. Die Bundesnetzagentur wird die Ausgestaltung der konkreten Beschaffungssysteme festlegen. Sollte eine marktgestützte Beschaffung einer Systemdienstleistung wirtschaftlich nicht effizient sein, wird die Bundesnetzagentur Ausnahmen vorsehen.

Das im Juli 2017 in Kraft getretene Netzentgeltmodernisierungsgesetz (NEMoG) verringert schrittweise regionale Unterschiede bei den Netzentgelten und schafft so mehr Verteilungsgerechtigkeit. Die Umsetzung wurde 2018 durch die Verordnung zur schrittweisen Einführung bundeseinheitlicher Übertragungsnetzentgelte konkretisiert. Im Januar 2020 wurde der zweite von fünf Schritten zur bundesweiten Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte vollzogen. Die Vereinheitlichung wird im Januar 2023 abgeschlossen sein.

Zur Prüfung einer Weiterentwicklung der Anreizregulierung hat das BMWi im Mai 2019 einen Branchendialog initiiert, der im Sommer 2020 abgeschlossen wurde. Im Nachgang hierzu wurden auf dieser Grundlage weitere Fachgespräche zu möglichen Optionen für Anpassungen der

Anreizregulierungsverordnung (ARegV) – beispielsweise zum künftigen Umgang mit Engpassmanagementkosten und zur Vereinheitlichung des Regulierungsrahmens im Hinblick auf die Behandlung von Kapitalkosten – geführt. Auf Basis der Ergebnisse des Branchendialogs und der darauf aufbauenden Fachgespräche wird derzeit eine Novelle der ARegV erarbeitet.

Wesentliche bisherige Maßnahmen im Bereich Netzinfrastruktur

- Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus (NABEG-Novelle)
- Ad-hoc-Netzmaßnahmen im Netzentwicklungsplan
- Vorausschauendes Controlling beim Netzausbau
- Optimierung Netzengpassmanagement (Redispatch 2.0)
- Gesetz zur marktgestützten Beschaffung von Systemdienstleistungen
- Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW) (siehe Kapitel 13)
- Netzentgeltmodernisierungsgesetz (NEMoG)
- Anreizregulierungsverordnung (ARegV)

13. Sektorkopplung und Digitalisierung der Energiewende



Wo stehen wir?

Eine integrierte Entwicklung des Energiesystems ist essentiell für die Energiewende. Die volkswirtschaftlich effiziente Integration von Strom-, Wärme- und Verkehrssektor leistet einen zunehmenden Beitrag zur Dekarbonisierung und Effizienzsteigerung sowie zur weiteren Flexibilisierung des Energiesystems. Beispielsweise hat die Bedeutung von Wärmepumpen stark zugenommen.

Die Digitalisierung verändert die Strukturen des Energiesektors erheblich. Sie wird damit ein entscheidender Treiber für die Energiewende. Intelligente Messsysteme dienen nach dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW) künftig sparten- und sektorübergreifend als Kommunikationsplattform für den Datenaustausch. Das im Auftrag des BMWi vorgelegte Barometer zur Digitalisierung der Energiewende hält fest, dass bei einzelnen Aspekten Fortschritte erzielt wurden. Zugleich sieht es Nachholbedarf bei der Umsetzung des System- und Plattformgedankens des GDEW.

Was ist neu?

Im Bereich Digitalisierung standen Ende des Jahres 2019 insgesamt drei zertifizierte Smart-Meter-Gateways (SMGW) und 39 zertifizierte SMGW-Administratoren voneinander unabhängiger Hersteller zur Verfügung, sodass mit der Anfang 2020 aktualisierten Marktanalyse des Bundesamts für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) die technische Möglichkeit des Einbaus von intelligenten Messsystemen durch das BSI formal festgestellt wurde (Markterklärung). Damit konnte der Rollout von intelligenten Messsystemen, der für bestimmte Einbaugruppen verpflichtend ist, beginnen und ein wichtiges Etappenziel bei der Digitalisierung der Energiewende ist erreicht.

SEKTORKOPPLUNG DIGITALISIERUNG	Die Potenziale einer effizienten Sektorkopplung und der Digitalisierung für das Gelingen der Energiewende nutzen.

13.1 Sektorkopplung – Integration der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr

Erneuerbarer Strom wird der wichtigste Energieträger. Der effiziente Einsatz erneuerbaren Stroms soll einen zunehmend wichtigen Beitrag zur Dekarbonisierung leisten. Der nach Nutzung der bestehenden Effizienzpotenziale und dem direkten Einsatz erneuerbarer Energien im Wärme- und Verkehrssektor verbleibende Energiebedarf wird zunehmend durch die effiziente Verwendung von erneuerbarem Strom gedeckt (Sektorkopplung). Im Verkehrssektor gelingt dies insbesondere durch die Einführung und Verbreitung direktelektrischer Antriebstechniken auf der Basis einer zunehmend

auf erneuerbaren Energien basierenden Stromversorgung. Im Gebäudebereich spielt Strom aus erneuerbaren Energien, z. B. durch die Nutzung von Wärmepumpen, neben anderen erneuerbaren Energien eine immer wichtigere Rolle bei der Wärmeversorgung. Nachhaltig erzeugte, erneuerbare Brennstoffe kommen bei Berücksichtigung der begrenzt verfügbaren nachhaltigen Potenziale zum Einsatz, wo Strom technisch oder ökonomisch nicht sinnvoll genutzt werden kann. Dies kann insbesondere für den Luft- und Schiffsverkehr sowie für Teile der Industrie gelten. Allerdings sind fossile Brennstoffe für Verkehr und Wärme für Verbraucher bisher kostengünstiger als Strom, der stark mit verschiedenen staatlich induzierten Preisbestandteilen belastet ist.

Hocheffiziente Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge benötigen vergleichsweise wenig Strom und können einen großen Beitrag zur Dekarbonisierung und Effizienzsteigerung im Wärme- und Verkehrssektor leisten. Wie Tabelle 13.1 zeigt, benötigen beide Technologien weniger Strom zur Erzeugung der gleichen Menge Wärme oder Antriebsenergie als konventionelle fossile Energieträger oder Technologien, die mehrere Umwandlungsschritte voraussetzen. Sie haben daher eine besondere Bedeutung für die Energiewende und stehen im Fokus der Betrachtungen.

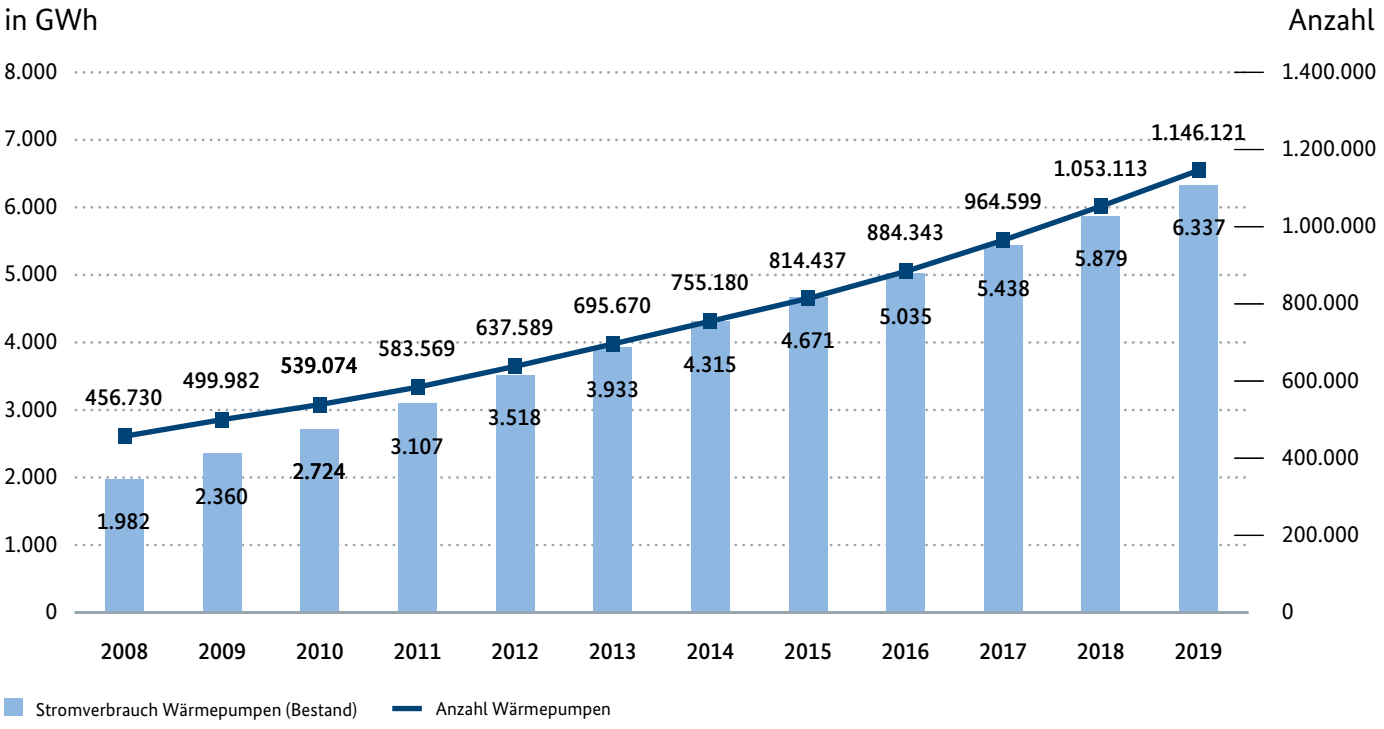
Tabelle 13.1: Verschiedene Technologien zur Sektorkopplung ersetzen mit einer Kilowattstunde Strom unterschiedliche Mengen fossiler Brennstoffe (in der Wärmeversorgung und im Verkehr)

Regenerative Bereitstellung			**Fossile Einsparung**			Substitutionsverhältnis Energie	Vermiedene THG-Emissionen (in g CO_2-Äq.)
Input	Technik	Bereitgestellte Energie/Nutzen		Technik	Input		
1 kWh reg. Strom	Power-to-Heat Wärmepumpe	3,3 kWh Wärme	3,3 kWh Wärme	Brennwertkessel (105 %)	3,14 kWh Erdgas	3,14	≈ 640
1 kWh reg. Strom	E-Auto (80%)	4,6 km	4,6 km	Verbrennungsmotor (28 %)	2,6 kWh fl. Kraftstoff	2,6	≈ 690
1 kWh reg. Strom	Power-to-Heat direkt elektrisch	0,95 kWh Wärme	0,95 kWh Wärme	Brennwertkessel (105 %)	0,91 kWh Erdgas	0,91	≈ 185
1 kWh reg. Strom	Power-to-Gas (Wasserstoff) stofflich	0,74 kWh Wasserstoff	0,74 kWh Wasserstoff	Dampfreforming (85,2 %)	0,87 kWh Erdgas	0,87	≈ 180
1 kWh reg. Strom	Power-to-Gas (Methan)	0,58 kWh Methan	0,58 kWh Methan		0,58 kWh Erdgas	0,58	≈ 120
1 kWh reg. Strom	Power-to-Liquid	0,5 kWh fl. Kraftstoff	0,5 kWh fl. Kraftstoff		0,5 kWh fl. Kraftstoff	0,5	≈ 135

Quelle: Purr et al. (2019). Hinweis: Den Berechnungen sind pauschalierte Annahmen (u. a. über die Wirkungsgrade der Anlagen- und Anwendungstechniken) zugrunde gelegt.

Die Bedeutung von Wärmepumpen zur Erzeugung von Wärme hat in den vergangenen Jahren stark zugenommen. Seit dem Jahr 2008 stieg die Anzahl der installierten elektrischen Wärmepumpen-Anlagen von knapp 457.000 auf rund 1.146.000 im Jahr 2019. Dies liegt zum einen an der zunehmenden Kostendegression der Anlagen, aber auch an ordnungsrechtlichen Mindestanforderungen an erneuerbare Energien und Energieeffizienz (z. B. Energieeinsparverordnung, Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz) sowie an Förderprogrammen (z. B. CO_2-Gebäudesanierungsprogramm, Marktanreizprogramm). Die installierte thermische Leistung erhöhte sich im gleichen Zeitraum um nahezu das Dreifache von 3.651 MW auf 10.872 MW, da nicht nur mehr, sondern zunehmend auch größere und leistungsstärkere Wärmepumpen installiert werden. Der Stromverbrauch aller elektrischen Wärmepumpen entwickelte sich weitgehend synchron zur thermischen Leistung und lag im Jahr 2019 bei rund 6,3 TWh. Der Anteil der Wärmepumpen an Beheizungssystemen im Wohnungsneubau betrug dabei nach Angaben des BDEW im Jahr 2019 rund 30 Prozent, im Wohnungsbestand allerdings nur 2,4 Prozent (BDEW (2020a) und BDEW (2020b)) (zur Beheizungsstruktur: siehe Kapitel 6). Durch weitere Forschung und Entwicklung ist der Einsatz und Nutzen von Wärmepumpen weiter zu optimieren. Zur Dekarbonisierung der Versorgung von Gebäuden, Industrie und des GHD-Sektors mit Wärme (Wärmewende) siehe Kapitel 6.

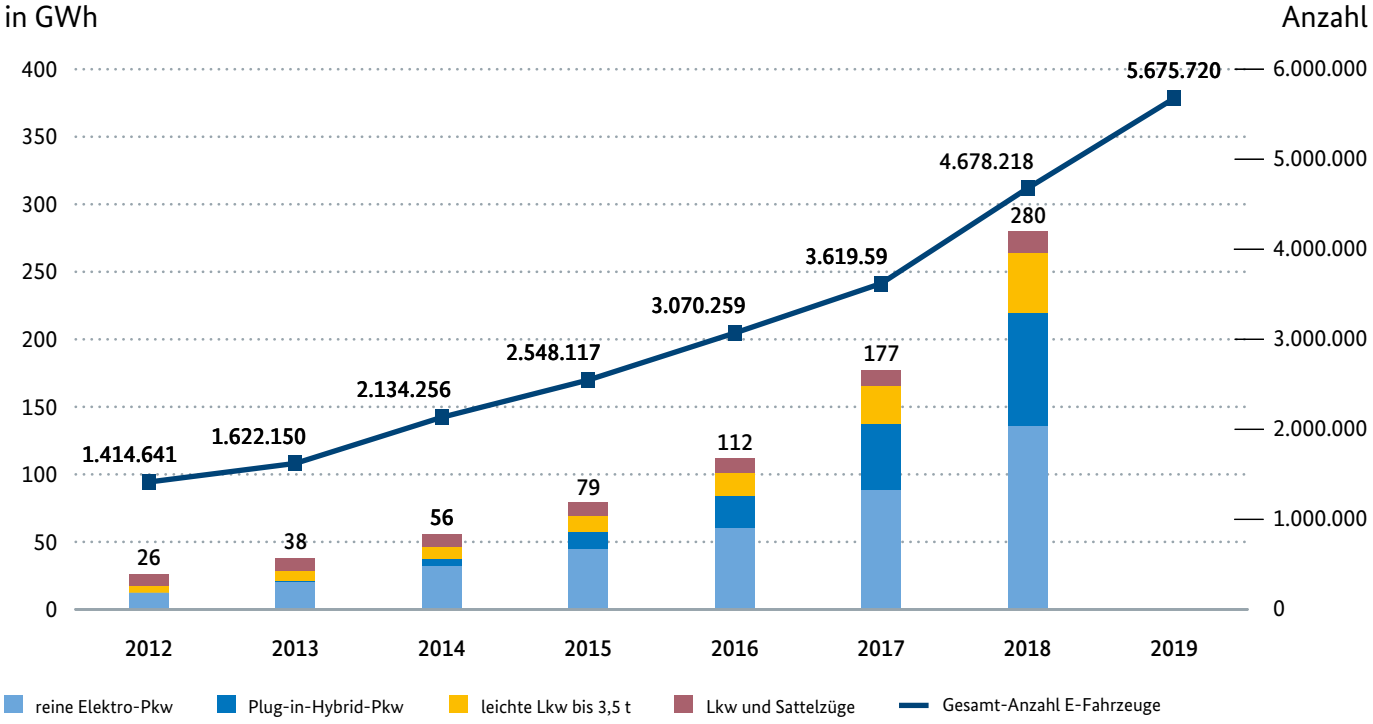
Abbildung 13.1: Anzahl und Stromverbrauch von Wärmepumpen



Quelle: UBA, AGEE-Stat auf Basis von ZSW und GZB 03/2020

Die Zahl der Elektro- und Plug-in-Hybrid-Fahrzeuge auf deutschen Straßen ist auch in den Jahren 2018 und 2019 weiter gestiegen. Gleichwohl steht Deutschland bei der Elektrifizierung der Fahrzeugantriebe mit Ausnahme des Schienenverkehrs noch am Anfang (siehe Kapitel 7). Nichtsdestoweniger ist der Stromverbrauch durch Elektromobilität bezogen auf ein- und mehrspurige Fahrzeuge gegenüber dem Vorjahr um rund 47 Prozent auf rund 367 GWh im Jahr 2018 gestiegen (siehe Abbildung 13.2). Durch den steigenden erneuerbaren Anteil im Stromsektor nahm damit auch der verkehrsbedingte Endenergieverbrauch aus erneuerbaren Energien zu. Nach Berechnungen des TREMOD-Modells des UBA ist der Stromverbrauch im Schienenverkehr zwischen 2008 und 2018 hingegen um rund 3 Prozent zurückgegangen. Die Bundesregierung setzt sich dafür ein, dass es im Bereich der alternativen Antriebstechnologien weiter vorangeht (siehe Kapitel 7).

Abbildung 13.2: Anzahl und Stromverbrauch von ein- und mehrspurigen Elektrofahrzeugen



Quelle: UBA TREMOD 6.03 01/2020. Betrachtet werden rein elektrische Antriebe und Plug-in-Hybrid-Antriebe.

Der Stromanteil am Endenergieverbrauch der Industrie ist im Jahr 2018 um 0,5 Prozentpunkte gegenüber dem Vorjahr gestiegen und im Jahr 2019 um 0,4 Prozentpunkte gegenüber dem Vorjahr gesunken. Der Anteil lag mit 814 PJ (2018) und 785 PJ (2019) bei 31,3 Prozent bzw. 30,9 Prozent am Gesamtverbrauch. In den hier betrachteten Jahren ist dabei keine grundlegende Veränderung in der Struktur des Energieverbrauchs nach Anwendungsbereichen oder nach Energieträgern zu verzeichnen.

Die Sektorkopplung ist als eine wichtige Option zur Erreichung der Energie- und Klimaziele Gegenstand vielfältiger Fördermaßnahmen. So fördert die Bundesregierung mit verschiedenen Programmen innovative Technologien, die die Sektorkopplung ermöglichen, so z. B. im Marktanreizprogramm für Wärme aus erneuerbaren Energien, dem CO_2-Gebäudesanierungsprogramm und dem Förderprogramm Wärmenetzsysteme 4.0. Für das SINTEG-Programm wurde u. a. eine Verordnung mit Experimentieroptionen geschaffen, die es den Teilnehmern am Programm erleichtert, ohne wirtschaftliche Nachteile die Sektorkopplung praktisch zu erproben (SINTEG-Verordnung).

Eng verknüpft mit der Sektorkopplung ist der „Dialogprozess Gas 2030". Dort geht es auch um die Frage, ob und wie stark erneuerbarer Strom langfristig eingebunden werden kann (siehe Kapitel 9).

Die Nationale Wasserstoffstrategie

Wasserstoff spielt eine zentrale Rolle bei der Weiterentwicklung und Vollendung der Energiewende. Denn er ermöglicht es, die CO_2-Emissionen vor allem in Industrie und Verkehr deutlich zu verringern. Hierbei soll perspektivisch vorrangig grüner Wasserstoff zum Einsatz kommen.

Mit der am 10. Juni 2020 vom Bundeskabinett verabschiedeten Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS) schafft die Bundesregierung einen kohärenten Handlungsrahmen für die künftige Erzeugung, den Transport, die Nutzung und Weiterverwendung von Wasserstoff und damit für entsprechende Innovationen und Investitionen. Sie definiert die Schritte, die notwendig sind, um zur Erreichung der Klimaziele beizutragen, neue Wertschöpfungsketten für die deutsche Wirtschaft zu schaffen und die internationale energiepolitische Zusammenarbeit weiterzuentwickeln.

Zur Umsetzung und Weiterentwicklung der Strategie wurde eine flexible Governance-Struktur aufgebaut:

Ein Ausschuss der Staatssekretärinnen und Staatssekretäre für Wasserstoff der betroffenen Ressorts begleitet die Aktivitäten der NWS laufend. Bei drohenden Verzögerungen oder Zielverfehlungen initiiert er korrigierende Maßnahmen.

Es wurde ein Nationaler Wasserstoffrat (NWR) berufen, der aus hochrangigen Expertinnen und Experten der Wirtschaft, Wissenschaft und Zivilgesellschaft besteht. Der NWR berät und unterstützt den Staatssekretärsausschuss durch Vorschläge und Handlungsempfehlungen bei der Umsetzung und Weiterentwicklung der Wasserstoffstrategie.

Der Innovationsbeauftragte „Grüner Wasserstoff" des Bundesministeriums für Bildung und Forschung ist ständiger Gast des Staatssekretärsausschusses und des Nationalen Wasserstoffrates. Er verantwortet die Ausrichtung der Forschung- und Entwicklungsaktivitäten des BMBF sowie deren Vernetzung und Transfer.

Die Leitstelle Wasserstoff unterstützt die Ressorts bei der Umsetzung der NWS sowie den

Wasserstoffrat bei der Koordinierung und Formulierung von Handlungsempfehlungen. Weitere Aufgabe der Leitstelle ist das Monitoring der Nationalen Wasserstoffstrategie.

13.2 Digitalisierung der Energiewende

Das Energiesystem in Deutschland wird durch die Energiewende grundlegend verändert und in der Zukunft durch eine Vielzahl von Akteuren geprägt. Neben vielen zentralen Großverbrauchern und Stromerzeugern werden immer mehr dezentrale und volatile Erzeugungsanlagen, insbesondere Wind- und Photovoltaik-Anlagen, sowie Millionen von Verbrauchern im System aktiv sein. Damit ein derart heterogenes und zugleich komplexes Energiesystem auch funktioniert, ist die Vernetzung aller Akteure, d.h. der Letztverbraucher, der Erzeuger und der Versorger sowie der Netzbetreiber, von entscheidender Bedeutung. Realisiert werden kann dieses insbesondere durch eine Digitalisierung der Energiewende. Die Digitalisierung betrifft alle Stufen der energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette – Erzeugung, Netze, Handel, Vertrieb und Verbrauch. Sie trägt bei einer erfolgreichen Ausgestaltung in erheblichem Maße zur Sicherheit, Bezahlbarkeit und Umweltverträglichkeit der Energieversorgung bei. Die Verbraucher können in größerem Maße als bisher individuell bestimmen, wann, wo und wie sie welche Menge an Energie konsumieren und – im Falle der eigenen Stromerzeugung – produzieren. Die leichtere, genauere und umfänglichere Messung und Dokumentation von Energieverbräuchen eröffnet neue Möglichkeiten, die Energieeffizienz zu steigern und Kosten zu sparen. Für Unternehmen ergeben sich neue Geschäftsmodelle. Versorger sowie Netzbetreiber können dezentrale und volatile Erzeugungsanlagen flexibler, intelligenter und damit kostengünstiger ins System integrieren. Intelligente Vernetzung und Steuerung von Erzeugung und Verbrauch auf der Grundlage von innovativen digitalen Technologien sind wesentliche Voraussetzungen für den Start der digitalen Transformation in der Energiewirtschaft und für die Energiewende.

Das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW) bildet die rechtliche Grundlage für die Digitalisierung der Energiewende. Kernelement des GDEW ist das Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen (Messstellenbetriebsgesetz, MsbG), dessen Regelungen die Einführung und den Betrieb eines intelligenten Messsystems als Kern einer modernen Infrastruktur betreffen. Ein intelligentes Messsystem besteht dabei aus einer modernen Messeinrichtung („digitaler Stromzähler“) sowie einer zentralen Kommunikationseinheit („Smart-Meter-Gateway“, SMGW). Über Smart-Meter-Gateways können nun Stromzähler und technische Anlagen in ein intelligentes Stromnetz (Smart Grid) eingebunden und Daten, künftig auch spartenübergreifend (Strom, Wärme, Gas und Wasser) und im Sinne der Sektorkopplung (einschließlich Elektromobilität und Wärme), ausgetauscht werden. Die bestehende Infrastruktur wird besser genutzt, der Ausbaubedarf reduziert und die Netzstabilität verbessert.

Um diese Fortschritte in wirtschaftlicher und technologischer Hinsicht zu flankieren, schafft das MsbG den regulatorischen Rahmen für technische Anforderungen an die Geräte, zum Einbau, Betrieb und zur Wartung der modernen Messeinrichtung, zur Datenkommunikation (Ab- bzw. Auslesen der Daten und deren Übermittlung) sowie zur Finanzierung. Für Stromkunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 6.000 und 100.000 kWh – vor allem gewerbliche und industrielle Kunden – und Stromerzeuger mit einer installierten Leistung von mindestens 7 kW ist der vom grundzuständigen Messstellenbetreiber (MSB) vor-

zunehmende Einbau von intelligenten Messsystemen verpflichtend. Privathaushalte mit einem geringeren Jahresverbrauch und Stromerzeuger mit einer geringeren installierten Leistung sollen bis 2032 mit modernen Messeinrichtungen ausgestattet werden. Zudem kann der grundzuständige MSB entscheiden, ob bei Privathaushalten mit einem geringeren Jahresverbrauch der Einbau von intelligenten Messsystemen zu erfolgen hat. Preisobergrenzen stellen sicher, dass die Kosten für den Einbau und Betrieb von digitalen Stromzählern oder Smart Metern bestimmte Grenzen nicht überschreiten.

Die gesetzlichen Regelungen sollen zudem Sicherheit, Interoperabilität zwischen den IT-Systemen und innovative Lösungen gewährleisten. Neben Standardisierungen werden hohe Anforderungen für Datenschutz und Datensicherheit formuliert. Das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) stellt hierzu sog. BSI-Schutzprofile sowie Technische Richtlinien auf und entwickelt die Anforderungen ständig fort. Auf der Grundlage dieser verbindlichen Standards werden die Smart-Meter-Gateways durch das BSI geprüft und bei Erfüllung zertifiziert. Die Sicherheitsanforderungen, die ein SMGW erfüllen muss, sind vergleichbar mit den Sicherheitsanforderungen im modernen Online-Banking. Ende des Jahres 2019 standen insgesamt drei zertifizierte SMGW und 39 zertifizierte SMGW-Administratoren voneinander unabhängiger Hersteller zur Verfügung, sodass mit der Anfang 2020 aktualisierten Marktanalyse des BSI die technische Möglichkeit des Einbaus von intelligenten Messsystemen durch das BSI formal festgestellt wurde (Markterklärung). Damit konnte der Rollout von intelligenten Messsystemen, der für bestimmte Einbaugruppen verpflichtend ist, beginnen und ein wichtiges Etappenziel bei der Digitalisierung der Energiewende ist erreicht. Perspektivisch können die intelligenten Messsysteme als gesicherte Plattform für verschiedene innovative Anwendungen und Mehrwertdienste, z. B. Smart-Home und Smart-Service, eingesetzt werden.

Die intelligenten Messsysteme sind auf den verschiedenen Märkten in die Kommunikation der energiewirtschaftlichen Akteure zu integrieren. Nach der Festlegung der Marktkommunikation 2020 am Ende des Jahres 2018 durch die Bundesnetzagentur wurden die Vorgaben in der Branche umgesetzt und sind seit Dezember 2019 in Kraft. Damit realisieren sich Grundprämissen des MsbG wie die Messwerterhebung, -aufbereitung und -verteilung durch die MSB, die sternförmige Messwertverteilung und die Aggregation von Einzelwerten zu Bilanzkreissummen beim Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) im Markt.

Das BMWi hat ein Monitoring des Digitalisierungsprozesses der Energiewende mit dem im Oktober 2017 gestarteten Projekt „Digitalisierung der Energiewende: Barometer und Topthemen" aufgesetzt. Ein jährliches Barometer gibt einen Überblick über die Fortschritte bei der Implementierung des GDEW. Zusätzlich werden Gutachten zu zentralen Fragen („Topthemen") erstellt: Wie werden Verbraucher durch die Digitalisierung zum Akteur der Energiewende? Welche Geschäftsmodelle bietet die digitalisierte Energiewelt? Wie kann Netzregulierung auf Basis des MsbG die Flexibilisierung der leitungsgebundenen Energieversorgung und die Sektorkopplung mit den Bereichen Wärme und Verkehr weiter unterstützen? Sind die Infrastruktur und die Regulierung für das Smart Grid gerüstet? Begleitend zum Barometer existiert ein Beirat mit Experten aus verschiedenen Branchen. Darüber hinaus wird in das Gesamtprojekt die Arbeitsgemeinschaft „Intelligente Netze und Zähler" der Plattform Energienetze eng eingebunden. Das „Barometer Digitalisierung der Energiewende" für das Berichtsjahr 2019 wurde Anfang 2020 vorgestellt (Ernst & Young (2020)). Diese jähr-

liche Veröffentlichung ist auf der Homepage des BMWi verfügbar.

Mit dem „Fahrplan für die weitere Digitalisierung der Energiewende" von Januar 2020 hat das BMWi einen Maßnahmenplan vorgelegt. Darin werden verbindliche Zielsetzungen für die nächsten Schritte auf dem Weg zur Digitalisierung der Energiewende definiert und ebenso zeitliche Vorgaben benannt (BMWi (2020e)).

Neben der Etablierung einer digitalen Kommunikationsstruktur ermöglicht die Bundesregierung ein Testumfeld für digital-vernetzte Lösungen für das Energiesystem der Zukunft. Mit dem Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende" (SINTEG) wurden im Jahr 2017 Reallabore für die intelligente Energieversorgung der Zukunft geschaffen. In fünf großflächigen Modellregionen wird die intelligente Vernetzung von Erzeugung und Verbrauch sowie Markt und Netz entwickelt und demonstriert. Die in der Realität erprobten massentauglichen Lösungen sollen später breit umgesetzt und die gemachten Erfahrungen für die Weiterentwicklung des Rechtsrahmens genutzt werden (siehe Kasten).

Die operative Phase von SINTEG läuft noch bis zum Ende März 2021. In der verbleibenden Projektlaufzeit werden Erfahrungen in einer Vielzahl unterschiedlichster Testanwendungen gesammelt. Anfang 2020 hat auch bereits die wissenschaftliche Auswertung der Programmergebnisse, die „Ergebnissynthese", begonnen. Das Ziel der Ergebnissynthese ist es, die Projektergebnisse von SINTEG als Blaupausen und Musterlösungen für die verschiedenen Akteure des Energiesystems verfügbar zu machen.

Das SINTEG-Programm: „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende"

Mit dem SINTEG-Programm werden in fünf großen Modellregionen – sog. „Schaufenster" – mit über 300 Unternehmen und weiteren Akteuren Lösungen für technische, wirtschaftliche und regulatorische Herausforderungen für das intelligente Energiesystem der Zukunft entwickelt und demonstriert. Dabei stehen insbesondere sichere, effiziente und massengeschäftstaugliche Verfahren, innovative Technologien sowie Marktmechanismen für flexible, intelligente Netze und Märkte im Fokus. Schwerpunkt ist die Digitalisierung des Energiesektors.

Ziel des Programms ist zudem das Sammeln von Erfahrungen aus der Praxis für die zukünftige Weiterentwicklung des Rechtsrahmens. Hierfür hat die Bundesregierung die am 21. Juni 2017 in Kraft getretene SINTEG-Verordnung mit zeitlich befristeten „Experimentieroptionen" beschlossen. Durch die Verordnung erhalten die SINTEG-Teilnehmer die Möglichkeit, ohne wirtschaftliche Nachteile neue Technologien, Verfahren und Geschäftsmodelle zu testen, bspw. zur Digitalisierung, Sektorkopplung und Flexibilisierung des Stromverbrauchs zur Synchronisierung von fluktuierender Stromerzeugung und fluktuierendem -verbrauch. SINTEG wird damit zum „Reallabor" für die intelligente Energieversorgung der Zukunft. Ein Schwerpunkt von SINTEG ist zudem, innovative Ansätze für die Akzeptanz der Energiewende und Partizipation von Bürgerinnen und Bürgern zu entwickeln und zu testen.

Das BMWi fördert die fünf SINTEG-Schaufenster mit über 200 Millionen EUR. Zusammen mit zusätzlichen privaten Investitionen der beteiligten Unternehmen werden insgesamt über

500 Millionen Euro in die Digitalisierung des Energiesektors investiert.

Die Projekte sind zum 1. Dezember 2016 bzw. 1. Januar 2017 gestartet und haben eine Laufzeit von vier Jahren. Die fünf Schaufenster haben jeweils einen eigenen thematischen Schwerpunkt:

- **„C/sells: das Energiesystem der Zukunft im Solarbogen Süddeutschland“**
  C/sells demonstriert massentaugliche Musterlösungen in den Sonnenländern Bayern, Baden-Württemberg und Hessen. Das „C“ in C/sells steht für autonom handelnde, regionale Zellen, die im überregionalen Verbund interagieren. Dieser zelluläre Ansatz erlaubt die Flexibilisierung des Energiesystems mit Kopplung einer Vielzahl intelligenter Liegenschaften, Quartiere und Städte über eine digitale Infrastruktur, ohne die Stabilität des Gesamtsystems zu gefährden.
- **„DESIGNETZ: Blaupause für die Energiewende“**
  Im Schaufenster „DESIGNETZ“ in den Bundesländern Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz und Saarland sollen Lösungen aufgezeigt werden, wie dezentral bereitgestellte Energie (gemischt Sonne und Wind) für die Versorgung von (industriellen) Lastzentren genutzt werden kann. Das Ziel von DESIGNETZ ist es, den passenden Rahmen und funktionierende Lösungen für die künftige Energieversorgung mit Millionen von Kleinerzeugungsanlagen zu entwickeln, die fluktuierend Strom aus erneuerbaren Energiequellen in das Verteilernetz einspeisen.
- **„enera: Energie intelligent vernetzen“**
  Das Schaufenster „enera“ in Niedersachsen möchte den Wandel des Energiesystems von einem statischen und zentralen zu einem dynamischen demonstrieren. Mithilfe eines systemischen Ansatzes wird die durchgehende Digitalisierung und technische Flexibilisierung des Energiesystems durch das Zusammenspiel innovativer Lösungen in den Gebieten Netz, Markt und Daten erprobt. In der Modellregion wurde schon im Jahr 2016 mit einem erneuerbaren Stromanteil von 235 Prozent deutlich mehr regenerative Energie erzeugt als verbraucht.
- **„NEW 4.0: Norddeutsche EnergieWende“**
  Das Projekt will großflächig demonstrieren, wie die Modellregion mit ihren 4,8 Millionen Einwohnern (Schleswig-Holstein und Hamburg) bereits 2035 zu 100 Prozent versorgungssicher, kostengünstig, umweltverträglich und gesellschaftlich akzeptiert mit erneuerbaren Energien versorgt werden kann. Gleichzeitig sollen weite Teile des Wärme- und Mobilitätssektors mit erneuerbaren Energien gespeist werden. Hierdurch sollen die CO_2-Emissionen um 50 bis 70 Prozent reduziert werden.
- **„WindNODE: Das Schaufenster für intelligente Energie aus dem Nordosten Deutschlands“**
  Das Schaufenster „WindNODE“ umfasst die fünf ostdeutschen Länder und Berlin. Wind NODE will demonstrieren, wie große erneuerbare Erzeugungskapazitäten in einem digital vernetzten Versorgungssystem volkwirtschaftlich effizient zur rechten Zeit am rechten Ort sektorübergreifend nutzbar gemacht werden können. Hierfür sollen innovative Produkte und Dienstleistungen entwickelt werden, mit denen das klassische Geschäft des mengenbasierten Energieabsatzes abgelöst wird.

Digitalisierung ermöglicht zudem eine Steigerung der Energieeffizienz mittels innovativer Geschäftsmodelle sowie durch bessere Information von Verbrauchern und Planern. Es entstehen neue Möglichkeiten der Analyse, Nutzerinformation und Entwicklung darauf basierender Dienstleistungen für Energieeffizienz, die in dieser Form zuvor nicht möglich oder zu teuer waren. So fördert zum Beispiel das im Mai 2016 gestartete „Pilotprogramm Einsparzähler" innovative und IT-basierte Pilotprojekte zur Verminderung des Energieverbrauchs auf Grundlage von Energiedienstleistungen, die auf digitaler Erhebung und Verarbeitung von Energieverbrauchsdaten beruhen.

Zwei Jahre nach dem Start hat sich rund um das Programm eine lebhafte Gründer- und Start-up-Szene etabliert. Dazu gehören aktuell rund vier Dutzend digitale Plattformen und Energiespardienstleistungen. Allen ist gemeinsam, dass sie die Energiespar-Maßnahmen als Geschäftsmodell entwickeln und so die Lücke zwischen Forschung und Anwendung schließen. So sollen Kunden aus den Bereichen Privathaushalte, Gewerbe, Dienstleistungen, Produktion, Gebäude und Industrie sowie öffentlicher Dienst, Vereine und Kirchen mit „Einsparzählern" ausgestattet werden. Diese Systeme machen alle Energieverbräuche eines Gebäudes über eine digitale Plattform transparent und ermöglichen eine einheitliche Steuerung. Im Jahr 2018 wurde das Pilotprogramm Einsparzähler auf insgesamt 69 Millionen Euro aufgestockt. Im März 2019 wurde das Programm novelliert sowie nochmals die Mittel aufgestockt, um die Entwicklung neuer Geschäftsmodelle sowie Energieeffizienzdienstleistungen künftig noch stärker anzureizen (siehe auch Kapitel 5).

Pilotprogramme Einsparzähler: Entwicklung und Anwendung digitaler Energiespar-Assistenten fördern

Mit dem Einsparzähler-Programm werden Pilotprojekte und digitale Plattformen für die Energiewende gefördert. Die beteiligten Akteure suchen und entwickeln digitale Lösungen für technische und wirtschaftliche, als Geschäftsmodell skalierbare digitale Energiespar-Plattformen. Das BMWi stellt für die Förderung insgesamt 170 Millionen Euro über den Förderzeitraum 2016 bis 2022 bereit. Die Projekte haben eine Laufzeit von fünf Jahren und setzen – je nach Antragsteller, gewählter Zielgruppe und entwickelter digitaler Plattform – einen jeweils eigenen Schwerpunkt. Die Einsparpotenziale betragen je nach Zielgruppe und Einzelfall bis zu 10 Prozent, in Einzelfällen sind auch zum Teil deutlich größere Einsparungspotenziale realisierbar. In den Pilotprojekten werden unterschiedliche Innovationskategorien und Ansätze für digitale Energie-Dienstleistungen verfolgt:

- Eine Gruppe von Projekten konzentriert sich auf branchenspezifische Energiespar-Dienstleistungen und entwickelt passgenaue Lösungen für ihre Kunden, zum Beispiel aus den Bereichen Krankenhäuser, Hotels und Gaststätten. Analyse-, Beratungs- sowie zum Teil auch Wartungs- und Finanzierungsdienstleistungen werden für die Bedürfnisse dieser Kundengruppen entwickelt und angeboten.
- Eine zweite Gruppe strebt an, integrierte digitale Systeme zu schaffen. Dabei werden erneuerbare Stromproduktion und -lieferung gemeinsam mit Effizienzmaßnahmen und einer automatischen Verbrauchssteuerung zu einer gemeinsamen Energiedienstleistung gebündelt.

- Eine dritte Gruppe strebt die Integration mehrerer Systeme und Energieträger in einer gemeinsamen digitalen Plattform an und möchte mittels digitaler „Sektorkopplung“ den Energieverbrauch an den volatil erzeugten erneuerbaren Strom anpassen.

Seit dem Jahr 2016 hat das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle für das BMWi mehr als 50 Pilotprojekte zum Energiesparen bewilligt. Gefördert werden zum Beispiel Projekte zur digital gestützten und individualisierten Energieberatung in Echtzeit, automatisch schaltende „Energiespar-Assistenten“ oder innovative Gebäude- und Heizungstechnik, die individualisiert, wetterprognoseabhängig und durch künstliche Intelligenz gestützt arbeitet. Die geförderten Projekte ermöglichen den energieoptimierten Betrieb etwa von Büro- und Verkaufsflächen, Krankenhäusern, Schwimmhallen, Hotels und Restaurants oder industriellen Produktionsprozessen.

Mit der novellierten Förderbekanntmachung „Pilotprogramme Einsparzähler“ werden digitale Plattformen und smarte Dienstleistungen für Energieeffizienz und die Energiewende gefördert. Die Innovationsprojekte bestehen typischerweise aus der Neuentwicklung von Hard- und Software sowie aus der Entwicklung und Anwendung von digital gestützten Dienstleistungen zum Energiesparen beim Kunden. Zu den wesentlichen, mit der Novelle eingebrachten Änderungen gehören u. a. die Anhebung der maximalen Förderhöhe von 1 auf 2 Millionen Euro, die Erhöhung des Anteils der Förderung, welcher nur nach Nachweis eingesparter Energiemengen ausgezahlt wird, von 50 Prozent auf 75 Prozent sowie die besondere Förderung von Leuchtturmprojekten zur Stärkung des Marktes zur Finanzierung von Energieeffizienz.

Im Gebäudesektor kommt es darauf an, möglichst schon im Planungsprozess die Potenziale der Digitalisierung zur Anwendung zu bringen. Mit dem Building Information Modeling (BIM) wird die energetische Optimierung unterstützt und werden transparente und verständliche Lösungen für alle energetisch relevanten Anlagenprozesse möglich.

Im Gebäudebetrieb können intelligente Gebäudeautomation und Energiemanagementsysteme die Energieeffizienz steigern und gleichzeitig den Wohnkomfort erhöhen (Smart Home). Neben laufenden Informationen über Energieverbräuche und erzielte Einsparungen bietet auch eine gezielte Ansteuerung der Heizung oder Klimaanlage in Abhängigkeit der Anwesenheit oder anhand von Nutzungsprofilen große Effizienzpotenziale. Das vom BMWi finanzierte KfW-Programm zur CO_2-Gebäudesanierung bietet daher vielfältige Fördermöglichkeiten für den Einsatz digitaler Mess-, Steuer- und Regelungstechnik sowie weiterer Maßnahmen zur Gebäudeautomation. Beim KfW Effizienzhaus 40 Plus ist ein Benutzerinterface, das in jeder Wohneinheit Stromerzeugung und Stromverbrauch visualisiert, Fördervoraussetzung.

Auf europäischer Ebene werden zusätzliche Maßnahmen auf den Weg gebracht, um die Fähigkeiten im Gebäudesektor im Hinblick auf die intelligente Erfassung und Steuerung von Energieverbräuchen zu stärken. Auf Grundlage der im Juli 2018 in Kraft getretenen Novelle der Gebäuderichtlinie bereitet die Europäische Kommission derzeit in Zusammenarbeit mit den Mitgliedstaaten die Einführung eines optionalen Intelligenzfähigkeitsindikators vor. Eine grundlegende Studie zu Grundkonzeption und Bewertungsmatrix (Bewertungskriterien, Bewertungsbereiche u. a.) wurde im Sommer 2018 fertiggestellt. Eine vertiefende technische Studie läuft derzeit.

Die digitale Transformation der Wirtschaft und insbesondere die Digitalisierung von industriellen Produktionsprozessen entlang der gesamten Wertschöpfungskette, die sogenannte Industrie 4.0, eröffnet ein großes Potenzial, Produktionsprozesse energieeffizienter und klimaschonend zu gestalten und so einen wichtigen Beitrag zum Energieeffizienzziel der Energiewende zu leisten. Die Bundesregierung unterstützt diese Anstrengungen mit Förderprogrammen für Investitionen in moderne Sensorik, Soft- und Hardware sowie smarte Effizienzlösungen. Konkrete Beispiele sind die Programme Autonomik für Industrie 4.0, E-Energy, Energieeffizienz in der Wirtschaft, SINTEG sowie die Kopernikus-Projekte für langfristige Forschungsfragen (siehe Kapitel 14).

Auch im Verkehrssektor kann die Digitalisierung Lösungen für eine bessere Steuerung und Optimierung von Energieverbräuchen ermöglichen. So wird mit der Strategie automatisiertes und vernetztes Fahren (AVF) die Mobilität im motorisierten Individualverkehr, im Güterverkehr und im öffentlichen Personenverkehr neu definiert. Automatisiertes und vernetztes Fahren ist eine Zukunftstechnologie an der Schnittstelle von Mobilität und digitalem Fortschritt, die einerseits zur Erhöhung der Verkehrssicherheit und -effizienz sowie zur Reduktion von mobilitätsbedingten Emissionen beitragen kann und aus der andererseits neue Geschäftsfelder in der Service- und Mobilitätswirtschaft entstehen können (siehe Kapitel 7). Besondere Dynamik ist derzeit in Deutschland in den Bereichen des „Car Sharings“ und des „Ride Hailings“ zu beobachten. Im urbanen Raum haben diese über Smartphone-Apps anzufordernden Mitfahrgelegenheiten ein neues Verkehrssegment etabliert.

Digitalisierung ist als Querschnittsthema mit besonderer Tragweite im 7. Energieforschungsprogramm fest verankert. Mit der Forschungsförderung sollen die vielfältigen Chancen der Digitalisierung, jedoch auch ihre Herausforderungen untersucht werden. Dabei können interdisziplinäre Bedarfe für Forschung und Entwicklung in Bereichen wie „Künstliche Intelligenz“, „IKT-Sicherheit“, „Simulationsmethoden“ oder „Robotik“ abgedeckt werden. Als Querschnittsthema wird Digitalisierung in allen Forschungsnetzwerken Energie adressiert. Wo sich innovative Ideen zur Digitalisierung der Energiewende mit den bestehenden regulatorischen Rahmenbedingungen nur schwer realisieren lassen, können die Reallabore der Energiewende in Einzelfällen einen Beitrag zur Erprobung neuer Technologien und Konzepte leisten. Im Februar 2019 wurde zu Reallaboren der Energiewende ein Ideenwettbewerb veröffentlicht. Spezifische Förderformate für Start-ups befinden sich in der Entwicklung, z. B. auf diese Zielgruppe zugeschnittene Antragsverfahren (siehe Kapitel 14).

Die Digitalisierung der Energiewende ist gestartet. Mit dem GDEW und anderen Aktivitäten hat die Bundesregierung wichtige Schritte zur Gestaltung der Rahmenbedingungen für die Digitalisierung im Stromsektor unternommen. Dieser Weg hin zu Smart Meter, Smart Grid, Smart Home und weiteren Anwendungen muss konsequent weitergegangen werden.

Wesentliche bisherige Maßnahmen im Bereich Sektorkopplung

- Förderung von Wärmepumpen
- Umweltbonus Elektromobilität (siehe Kapitel 7)
- SINTEG-Verordnung

Wesentliche bisherige Maßnahmen im Bereich Digitalisierung der Energiewende

- Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW)
- Projekt „Digitalisierung der Energiewende: Barometer und Topthemen“
- Roadmap „Standardisierungsstrategie zur sektorübergreifenden Digitalisierung nach dem GDEW“
- „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG) (siehe Kasten)
- Pilotprogramm Einsparzähler
- Strategie automatisiertes und vernetztes Fahren (siehe Kapitel 7)
- Digitalisierung als Querschnittsthema im 7. Energieforschungsprogramm (siehe Kapitel 14)

14. Energieforschung und Innovationen



Wo stehen wir?

Energieforschung hat eine Schlüsselfunktion für eine erfolgreiche Energiewende. In den Jahren 2018 und 2019 hat die Bundesregierung jeweils über 1 Milliarde Euro (2018: 1,05 Mrd. Euro, 2019: 1,15 Mrd. Euro) im Rahmen des Energieforschungsprogramms zur Förderung von Forschung und Entwicklung eingesetzt.

Das im September 2018 beschlossene 7. Energieforschungsprogramm „Innovationen für die Energiewende“ adressiert mit einem ganzheitlichen Ansatz zur Förderpolitik aktuelle und sich abzeichnende Herausforderungen. Ein neuer Fokus liegt auf dem Technologie- und Innovationstransfer durch Reallabore der Energiewende. Diese dienen als neue Fördersäule der Marktvorbereitung innovativer Lösungen. Der dynamische Praxistransfer wird durch die bessere Einbindung von Start-ups flankiert. Neben den zentralen Forschungsfeldern Energieeffizienz und erneuerbare Energien setzt das Programm neue Schwerpunkte auf sektor- und systemübergreifende Fragestellungen der Energiewende wie Digitalisierung, Sektorkopplung und gesellschaftsbezogene Energiewendeforschung. Im Zeitraum 2018 bis 2022 stellt die Bundesregierung im Rahmen des 7. Energieforschungsprogramms insgesamt rund 6,4 Milliarden Euro zur Verfügung. Damit ist die Unterstützung der Energieforschung im Vergleich zum vorherigen Förderzeitraum (2013 – 2017) um rund 45 Prozent gesteigert worden.

Angesichts der Herausforderung der zunehmenden Integration erneuerbarer Energien in das Energiesystem und der Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr wird die Forschungsförderung zunehmend systemisch ausgerichtet. Neben den Reallaboren der Energiewende stehen übergreifende Initiativen wie „Solares Bauen/Energieeffiziente Stadt“, „Energiewende im Verkehr“ und die Förderung von Wasserstofftechnologien im Fokus.

Was ist neu?

Im Jahr 2019 wurden 20 Vorhaben aus den Bereichen Wasserstoff, energieeffiziente Quartiere und Stromspeicher als Sieger des Ideenwettbewerbs „Reallabore der Energiewende“ vom BMWi ausgewählt. Die vier Reallabore „SmartQuart“, „IW3“, „TransUrbanNRW“ sowie „WESTKÜSTE 100“ konnten bereits im Jahr 2020 starten. Weitere Reallabore folgen im Jahr 2021. Um insbesondere eine Förderung der Betriebskosten für Reallaborvorhaben zu ermöglichen, wurde eine Förderrichtlinie mit der Europäischen Kommission abgestimmt, die zeitnah notifiziert werden soll.

Die Bundesregierung hat die Forschungsmaßnahmen an Wasserstoff-Schlüsseltechnologien in einer neuen ressortübergreifenden Forschungsoffensive „Wasserstofftechnologien 2030“ strategisch gebündelt. Erste Maßnahmen zur Umsetzung der Nationalen Wasserstoffstrategie im Bereich Forschung und Entwicklung bilden u. a. der Ideenwettbewerb „Wasserstoffrepublik Deutschland“ (industriegeführte Leitprojekte und Grundlagenforschungsprojekte) des BMBF und die Forschungsinitiative „Technologieoffensive Wasserstoff“ des BMWi, die beide im Jahr 2020 gestartet wurden.

Ende September 2020 hat das vom BMWi gegründete und geförderte Forschungsnetzwerk Wasserstoff seine Arbeit aufgenommen. Das Netzwerk bringt Beteiligte aus Wirtschaft, Forschung und Politik zusammen, die

sich über Fragen der Erzeugung, Speicherung, Verteilung und sektorübergreifenden Nutzung von Wasserstoff austauschen wollen. Mit dem Netzwerk soll der Transfer von innovativen Wasserstofftechnologien in den Markt beschleunigt werden.

Der Förderschwerpunkt „Energiewende und Gesellschaft“ zur Erforschung der Gesellschaft im Kontext der Energiewende wurde mit dem 7. Energieforschungsprogramm erstmals in der anwendungsnahen Energieforschung verankert. Adressiert werden u. a. Akzeptanz und Partizipation im Transformationsprozess. Nachdem der erste Förderaufruf Mitte 2019 weit überzeichnet war, hat das BMWi im September 2020 einen zweiten Förderaufruf veröffentlicht.

Die Forschungskommunikation ist ein wichtiges Element des Technologie- und Innovationstransfers. Es wurde ein auf die verschiedenen Zielgruppen zugeschnittenes Informationsangebot geschaffen, u. a. mit dem zentralen Webportal www.energieforschung.de und themenspezifischen Fachportalen.

FORSCHUNG INNOVATION	Zukunftsweisende Innovationen für den Umbau der Energieversorgung vorantreiben.

14.1 Forschung und Entwicklung

Forschung, Entwicklung und Demonstration innovativer Energietechnologien sind in erster Linie Aufgaben der Wirtschaft. Öffentliche Forschungsförderung zielt generell darauf ab, neben der Grundlagenforschung die angewandte Forschung, technologische Entwicklungen sowie Innovationsaktivitäten der Wirtschaft, von Forschungseinrichtungen und Hochschulen zu unterstützen.

Die Bundesregierung hat im September 2018 das 7. Energieforschungsprogramm „Innovationen für die Energiewende“ beschlossen. Es adressiert mit einem ganzheitlichen Ansatz zur Förderpolitik aktuelle und sich abzeichnende Herausforderungen. Vier Grundlinien definieren den Rahmen der Energieforschungspolitik in den kommenden Jahren:

- ein neuer Fokus auf den Technologie- und Innovationstransfer durch Reallabore der Energiewende als neue Fördersäule zur Marktvorbereitung innovativer Lösungen. Der dynamische Praxistransfer wird dabei durch die bessere Einbindung von Start-ups flankiert. Auch die Forschungsnetzwerke Energie und die Forschungskommunikation werden in diesem Zusammenhang ausgebaut;
- die Neuausrichtung auf sektor- und systemübergreifende Fragestellungen der Energiewende wie Digitalisierung, Sektorkopplung und gesellschaftsbezogene Energiewendeforschung;
- eine bessere Vernetzung der Förderinstrumente zur Projektförderung und der institutionellen Förderung;
- eine engere europäische und internationale Kooperation.

Neben den zentralen Forschungsfeldern Energieeffizienz und erneuerbare Energien setzt das Programm neue Schwerpunkte bei der Sektorkopplung, der Digitalisierung und der Energiewende im Wärme-, Industrie- und Verkehrssektor einschließlich gesellschaftlicher Fragestellungen. Die Ressortzuständigkeit wird erstmals anhand des sogenannten „Technology Readiness Level" definiert, also des angestrebten Reifegrads einer Technologie. Damit deckt das neue Energieforschungsprogramm ressortübergreifend den gesamten Innovationszyklus von der Grundlagenforschung bis zur Markteinführung ab. Im Zeitraum 2018 bis 2022 stellt die Bundesregierung im Rahmen des 7. Energieforschungsprogramms insgesamt rund 6,4 Mrd. Euro zur Verfügung. Damit ist die Unterstützung für die Energieforschung im Vergleich zum vorherigen Förderzeitraum (2013 – 2017) um rund 45 Prozent gesteigert worden.

Um innovative Technologien kostengünstiger und marktfähig zu machen, ist neben der Forschungsförderung die Unterstützung durch Schaffung geeigneter Rahmenbedingungen wesentlich. Dazu gehören die regelmäßige Anpassung des Ordnungsrechts, aber auch gezielte Fördermaßnahmen zum Forschungstransfer und zur Marktvorbereitung.

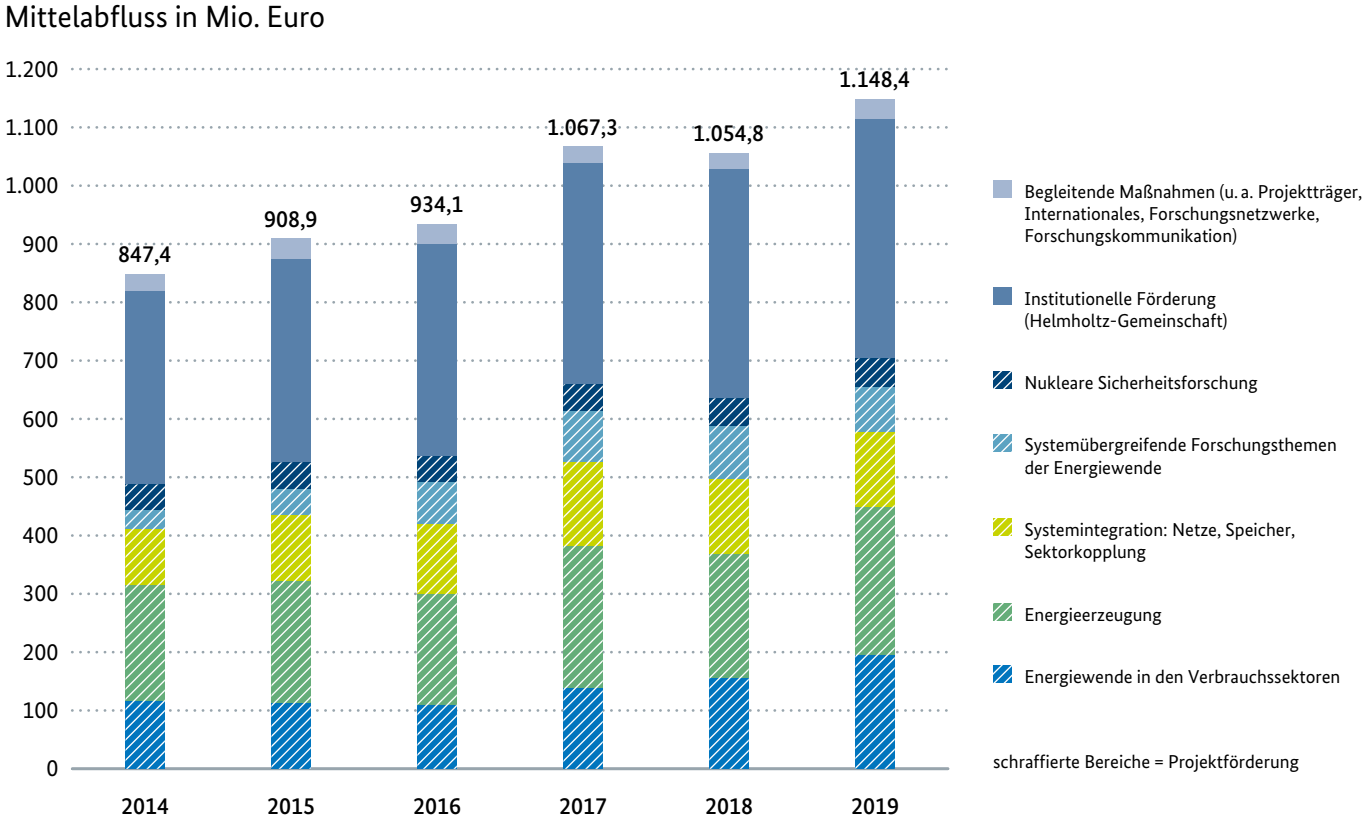
Die Aufwendungen von Unternehmen für Forschung und Entwicklung im Bereich innovativer Energietechnologien sind im Jahr 2019 innerhalb der öffentlich geförderten Energieforschungsvorhaben weiter auf hohem Niveau verblieben. Unternehmen haben allein innerhalb der öffentlich geförderten Energieforschungsvorhaben im 7. Energieforschungsprogramm im Jahr 2019 rund 184 Millionen Euro für die Entwicklung innovativer Energietechnologien aufgewendet, gegenüber rund 186 Millionen Euro im Vorjahr. Hinzu kommen Drittmittelzahlungen an Hochschulen und Forschungseinrichtungen im Kontext von Verbundvorhaben. Die Gesamtaufwendungen der Wirtschaft in Forschung und Entwicklung von Energietechnologien sind deutlich höher. So belaufen sich die vom Stifterverband für die Deutsche Wissenschaft für das Jahr 2017 ermittelten internen Aufwendungen der Wirtschaft für Forschung und Entwicklung im Bereich Energieforschung und Energietechnologien auf 3,3 Mrd. Euro (Stifterverband (2019)).

Industrieorientierte Energieforschung sichert die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie. Bei der angewandten Forschung und der technologischen Entwicklung liegt der Fokus auf industriegeführten Vorhaben. Diese erfolgen in der Regel im engen Verbund mit Forschungseinrichtungen und Hochschulen. Insgesamt beteiligte sich die Industrie im Jahr 2019 an rund 45 Prozent aller laufenden Forschungsvorhaben im 7. Energieforschungsprogramm. Bei den neu bewilligten Forschungsvorhaben beliefen sich die Industriezusagen im 7. Energieforschungsprogramm im Jahr 2019 auf rund 255 Millionen Euro, gegenüber 218 Mio. Euro im Vorjahr. Die Schwankungen ergeben sich insbesondere durch die im Zeitverlauf unterschiedliche Zielgruppen ansprechenden Förderbekanntmachungen im Bereich der Grundlagenforschung des Bundesministeriums für Bildung und Forschung.

Das Budget für die Förderung der Energieforschung hat der Bund auch im Jahr 2019 weiter erhöht. In den Jahren 2018 und 2019 hat die Bundesregierung jeweils über 1 Milliarde Euro (2018: 1,05 Mrd. Euro, 2019: 1,15 Mrd. Euro) im Rahmen des 7. Energieforschungsprogramms eingesetzt. Dies entspricht im Jahr 2019 einer Steigerung von rund 8,9 Prozent gegenüber dem Vorjahr und einer Steigerung von rund 35,5 Prozent gegenüber dem

Jahr 2014 (siehe Abbildung 14.1). Die für die Energieforschung bereitgestellten Fördermittel werden stark nachgefragt. Der jährliche Bundesbericht Energieforschung stellt alle wesentlichen Entwicklungen hierzu umfassend dar (BMWi (2020f)). So schafft die Bundesregierung Transparenz über die Förderpolitik in der Energieforschung und informiert über die geförderten Energietechnologien. Der Bundesbericht Energieforschung basiert auf dem zentralen Informationssystem der Energieforschung EnArgus. Dieses System bietet unter www.enargus.de einen detaillierten, auch weit in die Vergangenheit reichenden Einblick in die Energieforschungsaktivitäten der Bundesregierung.

Abbildung 14.1: Forschungsausgaben des Bundes im Energieforschungsprogramm



Quelle: BMWi (2020f)

Die „Reallabore der Energiewende“ erproben die klimafreundliche Gesellschaft von morgen. Der Ideenwettbewerb zu den Reallaboren der Energiewende im Februar 2019 war der Startschuss für ein neues Format der Energieforschung, das im Herbst 2018 mit dem Kabinettbeschluss zum 7. Energieforschungsprogramm (EFP) eingeführt wurde. Die Reallabore der Energiewende beschleunigen den Technologie- und Innovationstransfer, indem sie im industriellen Maßstab neue Technologien in Schlüsselbereichen der Energiewende demonstrieren. Von den 20 Vorhaben zu den Themenfeldern Sektorkopplung und Wasserstofftechnologien, energieoptimierte Quartiere und großskalige Energiespeicher im Stromsektor, die im Juli 2019 als Sieger des Ideenwettbewerbs „Reallabore der Energiewende“ vom BMWi ausgewählt wurden, sind bereits vier im Jahr 2020 gestartet („SmartQuart“, „IW3“, „TransUrbanNRW“ und „WESTKÜSTE 100“). „WESTKÜSTE 100“ in Schleswig-Holstein ist dabei das erste Vorhaben mit dem Fokus auf Wasserstoff. Um teils notwendige Investitionsanreize über die bisherige FuE-Förderung hinaus geben zu können, wurde für die Reallabore eine neue Förderrichtlinie entwickelt. Sie befindet sich final in der Abstimmung mit der Europäischen Kommission. Die Förderrichtlinie soll insbesondere eine Unterstützung bei den Betriebskosten (Operational Expenditures, OPEX-Förderung), die besonders für Wasserstoffprojekte entscheidend ist, und eine Förderdauer von bis zu 10 Jahren ermöglichen. Die Reallabore der Energiewende leisten einen wichtigen Beitrag für die Umsetzung der Nationalen Wasserstoffstrategie.

Die Forschungsförderung zum Grünen Wasserstoff verfolgt das Ziel, Grünen Wasserstoff marktfähig zu machen und seine Produktion, Transportfähigkeit sowie Nutzbarkeit im industriellen Maßstab zu ermöglichen. Die Bundesregierung hat die Forschungsmaßnahmen an Wasserstoff-Schlüsseltechnologien in einer neuen ressortübergreifenden Forschungsoffensive „Wasserstofftechnologien 2030“ strategisch gebündelt. Forschung ist ein strategisches Element der Energie- und Industriepolitik. Bei Wasserstoff- und anderen PtX-Technologien haben deutsche Unternehmen und Forschungseinrichtungen eine Vorreiterrolle inne. Hierzu hat die langfristig ausgerichtete und verlässliche Forschungsförderung der Bundesregierung entscheidend beigetragen. Die Bundesregierung setzt auf eine Forschungsförderung bei Schlüsseltechnologien und neuen Ansätzen entlang der gesamten Wasserstoffkette: Von der Erzeugung über Speicherung, Transport und Verteilung bis hin zur Anwendung. Die Verzahnung einer zukunftsweisenden Grundlagenforschung und einer zielgerichteten, anwendungsnahen Forschung bereitet den Weg für Schlüsseltechnologien. Erste Maßnahmen zur Umsetzung der Nationalen Wasserstoffstrategie im Bereich Forschung und Entwicklung bilden u. a. der Ideenwettbewerb „Wasserstoffrepublik Deutschland“ (industriegeführte Leitprojekte und Grundlagenforschungsprojekte) des BMBF und die Forschungsinitiative „Forschungsoffensive Wasserstoff“ des BMWi, die beide im Jahr 2020 gestartet wurden.

Das Forschungsnetzwerk Wasserstoff ist als ein Element der Nationalen Wasserstoffstrategie ein wichtiger Impulsgeber für die Forschungs- und Innovationspolitik im Wasserstoffbereich, wobei ein besonderer Fokus auf der Anwendungsnähe und dem Praxistransfer liegt. Zum Start des vom BMWi gegründeten und geförderten Forschungsnetzwerks Wasserstoff fand im September 2020 eine digitale Auftaktveranstaltung mit mehr als 1.000 Teilnehmern statt. Dies unterstreicht die Bedeutung der Vernetzung von Beteiligten aus Wirtschaft, Forschung und Politik zu Fragen der Erzeugung, Speicherung, Verteilung und sektorübergreifenden Nutzung von Wasserstoff. Die Vernetzung sorgt dabei für eine Beschleunigung des Transfers von innovativen Wasserstofftechnologien

in den Markt. Wegen der sektor- und ressortübergreifenden Bedeutung des Themas Wasserstoff sind am Forschungsnetzwerk zudem das BMVI sowie das BMBF beteiligt. Mit dem Forschungsnetzwerk startete auch der Konsultationsprozess zu Forschungsstrategien für Wasserstofftechnologien im 7. Energieforschungsprogramm unter den Mitgliedern des Forschungsnetzwerks.

Mit anwendungsorientierter Grundlagenforschung werden grüne Wasserstoff-Innovationen entlang der gesamten Wertschöpfungskette vorangetrieben. Als Teil des Maßnahmenpakets des BMBF zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050 spielt die nachhaltige Wasserstofferzeugung („Grüner Wasserstoff") eine wesentliche Rolle. Die Projekte sollen helfen, Technologien für die Wasserstofferzeugung mit industrierelevanten Produktionsvolumen zu markfähigen Preisen zu erforschen. Mit dem Carbon2Chem-Ansatz wird ab dem Jahr 2020 die großtechnische Wiederverwertung von Hüttengasen der Stahlindustrie weiterentwickelt. Komplementär dazu werden Ansätze zum Ersatz von Kohle durch Wasserstoff als Reduktionsmittel bei der Stahlproduktion gefördert. Weitere Förderschwerpunkte werden mit Blick auf die Herstellung von strom-basierten Treibstoffen und Chemikalien angestoßen.

Energieforschung untersucht, wie die Anliegen der Menschen im Transformationsprozess für die Energiewende besser berücksichtigt werden können. In den kommenden Jahrzehnten muss das Energiesystem tiefgreifend umgebaut werden. Die Transformation des Energiesystems bzw. die Energiewende können jedoch nur gelingen, wenn der Umbau von den Beteiligten gemeinsam getragen wird – von den Bürgerinnen und Bürgern, von den zivilgesellschaftlichen Akteuren und Multiplikatoren, von den Kommunen und anderen öffentliche Einrichtungen, von der Wirtschaft, von den Energieversorgern, letztendlich von der Gesellschaft als Ganzes. Daher ist der Förderschwerpunkt „Energiewende und Gesellschaft" mit dem 7. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung erstmals in der anwendungsnahen Energieforschung verankert. Beim ersten Förderaufruf Mitte 2019 war das verfügbare Budget mit fast 60 eingegangenen Projektskizzen mehrfach überzeichnet. Darin kommt die hohe Relevanz dieses Themas für die Energiewende zum Ausdruck. Im September 2020 hat das BMWi daher einen zweiten Förderaufruf veröffentlicht.

Deutschland engagiert sich intensiv im EU-Rahmenprogramm für Forschung und Innovation „Horizont 2020". Dabei stellen Akteure mit Sitz in Deutschland rund 13,5 Prozent aller Förderempfänger der EU dar und vereinen auf sich rund 16,5 Prozent der Programmmittel (Germany Horizon 2020 country profile[2]). Aus dem Gesamtbudget von „Horizont 2020" in Höhe von rund 80 Milliarden Euro sind über die Laufzeit des Programms (2014 – 2020) rund 5,9 Mrd. Euro für Projekte der nicht-nuklearen Energieforschung vorgesehen (siehe Bundesbericht Energieforschung 2019, BMWi (2019f)). Bewilligte Förderprojekte im Bereich „sichere, saubere und effiziente Energie" wurden mit rund 3,2 Mrd. Euro ausgestattet.

Internationale Kooperationen unterstützen die Transformation der Energiesysteme und die Erreichung europäischer und internationaler Energie- und Klimaziele. Deutschland engagiert sich auf vielfältige Weise bei der internationalen Zusammenarbeit in der Energieforschung. So ist Deutschland an 22 von aktuell 38 laufenden Technology Collaboration Programmes (TCP) der

2 https://www.webgate.ec.europa.eu/dashboard/extensions/CountryProfile/CountryProfile.html?Country=Germany

IEA aktiv beteiligt. Bei der 21. Konferenz der Vertragsstaaten des Klimarahmenübereinkommens (COP21) in Paris im Dezember 2015 wurde die Initiative „Mission Innovation" gegründet, der inzwischen 24 Staaten und die Europäische Union angehören. Die Staaten, darunter Deutschland, haben sich verpflichtet, die öffentlichen Investitionen in Forschung und Entwicklung für saubere Energien innerhalb von fünf Jahren zu verdoppeln.

Internationale Forschungspartnerschaften bilden ein wichtiges Element für die Umsetzung der Nationalen Wasserstoffstrategie. Kooperationen mit potenziellen Herstellungsländern von Grünem Wasserstoff in Afrika und Australien wurden in 2020 gestartet. Gemeinsam mit den ausländischen Partnern werden die Perspektiven und vielfältigen Fragestellungen einer globalen Grünen Wasserstoffwirtschaft untersucht, angefangen von der Erzeugung Grünen Wasserstoffs und darauf aufbauend von Folgeprodukten wie Methanol oder Ammoniak in sonnen- und/oder windreichen Regionen, bis zum Transport auf regionaler, nationaler und globaler Ebene.

Die sektor- und systemübergreifende Energieforschung ist ein wichtiger Beitrag zur Energiewende. Das 7. Energieforschungsprogramm ergänzt die Technologie- und Innovationsförderung im Energiebereich mit einer zusätzlichen Dimension zur gesamtgesellschaftlichen und systemischen Ausrichtung. So werden die großen, übergeordneten Trends im Energiebereich stärker in den Fokus genommen: Die Integration von Strom-, Wärme- und Verkehrssektor (Sektorkopplung) und die Systemintegration innovativer Energietechnologien sind entscheidend für das Erreichen der Energiewende-Ziele. Auch die Digitalisierung spielt eine Schlüsselrolle bei der Modernisierung des Energiesystems. Ressort- und programmübergreifende Forschungsinitiativen u. a. im Gebäude- und Quartiersbereich sowie zur intelligenten Sektorkopplung durch strombasierte Kraftstoffe werden fortgeführt und mit neuen Aktivitäten im Bereich Wasserstofftechnologien ergänzt.

Der Trend eines konstant hohen Mittelabflusses bei jährlich steigendem Budget unterstreicht die zentrale Bedeutung der Energieforschung für die Umsetzung der Energiewende. Die Energieforschung schafft damit die technologische Grundlage für den Umbau des Energieversorgungssystems und ist ein strategisches Element der Energiepolitik der Bundesregierung.

Transparenz und Beteiligung im Bereich Energieforschung

Forschungsnetzwerke Energie

Um Ergebnisse der Energieforschung direkt zu den Akteuren der Energiewende zu transferieren und um den Dialog zwischen Wissenschaft, Wirtschaft und staatlicher Förderpolitik zu unterstützen, hat das BMWi neun Forschungsnetzwerke zu wesentlichen Schwerpunkten der Energieforschungspolitik sukzessive ins Leben gerufen:

Energiewendebauen

Industrie und Gewerbe

Erneuerbare Energien

Energetische Biomassenutzung

Flexible Energieumwandlung

Stromnetze

Systemanalyse

Start-ups

Neu ist das Forschungsnetzwerk Wasserstoff, das Beteiligte aus Wirtschaft, Forschung und Politik zusammenbringt, um sich über Fragen der Erzeugung, Speicherung, Verteilung und sektorübergreifenden Nutzung von Wasserstoff auszutauschen. Damit soll der Transfer von innovativen Wasserstofftechnologien in den Markt beschleunigt werden.

Als Schnittstelle zwischen Forschung, Praxis und Politik tragen die Netzwerke dazu bei, praxisnahe Förderstrategien themenorientiert zu diskutieren und neue Maßnahmen anzuregen. Transparenz und Effizienz werden so in den Fokus der Energieforschung gerückt. Die Energiewende-Plattform Forschung und Innovation (FuI-Plattform) bündelt und koordiniert die langfristig angelegten Forschungsnetzwerke Energie.

www.forschungsnetzwerke-energie.de

Forschungskommunikation

Neben der Forschungsförderung gehört die Forschungskommunikation zu den zentralen Aufgaben der Energieforschungspolitik der Bundesregierung, insbesondere wenn es darum geht, über Zukunftstrends und Forschungsinhalte zu berichten und den Transfer von Forschungsergebnissen in die Praxis zu befördern. Daneben soll die Forschungskommunikation Transparenz bei der Verwendung von Fördermitteln herstellen. Dafür hat die Bundesregierung ein zentrales Webportal mit einem vielfältigen Informationsangebot für die verschiedenen Zielgruppen geschaffen:

www.energieforschung.de

Dort finden sich neben fundierten Informationen rund um die Energieforschung auch Forschungsportale zu verschiedenen Themenschwerpunkten der Energieforschung:

www.energiewendebauen.de

www.industrie-energieforschung.de

www.strom-forschung.de

www.energiesystem-forschung.de

Das zentrale Informationssystem der Energieforschung EnArgus macht einen umfangreichen Datenbestand zu den im Energieforschungsprogramm geförderten Vorhaben zugänglich:

www.enargus.de

Wesentliche bisherige Maßnahmen im Bereich Energieforschung

- 7. Energieforschungsprogramm
- Reallabore der Energiewende
- Förderinitiative „Technologieoffensive Wasserstoff“
- Ideenwettbewerb „Wasserstoffrepublik Deutschland“
- Gründung des Forschungsnetzwerks Wasserstoff
- Förderinitiative „Energiewende im Verkehr“
- Förderinitiative „Solares Bauen/Energieeffiziente Stadt“
- Förderinitiative „Kopernikus-Projekte für die Energiewende“
- Energiewende-Plattform Forschung und Innovation (FuI-Plattform)
- Bundesbericht Energieforschung 2020
- Ausbau der Forschungskommunikation mit neuen Web-Portalen
- Launch Newsletter Energieforschung

14.2 Innovative Energietechnologien

Erfolgversprechende Forschungsergebnisse sind Ausgangspunkt für neue, kostengünstige und marktfähige Energietechnologien. Beispiele für die zunehmende Verbreitung von innovativen Technologien, die mit höheren Wirkungsgraden, geringeren Kosten oder geringerem Ressourceneinsatz verbunden sind, finden sich in allen Handlungsfeldern der Energiewende, wie im Folgenden gezeigt wird.

Im Bereich erneuerbarer Energien belegen die Patentanmeldungen eine hohe Innovationsfreude. In den Jahren 2018 und 2019 wurden 983 bzw. 1.077 Patente im Bereich erneuerbare Energien angemeldet (DPMA (2020b)). Dies entspricht einer Steigerung um 9,6 Prozent im Jahresvergleich. Damit konnte der Rückgang der inländischen wie ausländischen Patentanmeldungen weitestgehend gestoppt werden. Erfreulich ist insbesondere der Anstieg der inländischen Patentanmeldungen bei Windkraftanlagen (243 in 2019 gegenüber 235 in 2018). Den Großteil der Anmeldungen, insgesamt 65,2 Prozent (2018) bzw. 69,3 Prozent (2019), haben Anmelderinnen und Anmelder aus dem Ausland eingereicht. Patente sind allerdings nur eine von vielen Facetten von Innovationen und daher kein alleiniger Indikator. Entscheidend ist, inwieweit neue Produkte praktisch realisiert werden und wirtschaftliche Vorteile erbringen. Diese werden durch die Zahl der Patente nicht erfasst. Hinzu kommt, dass die Anmeldezahlen der Patente in verschiedenen technologischen Disziplinen sehr unterschiedlich sind.

Die deutschen Patentanmeldungen im Bereich der Kraftfahrzeugtechnik spiegeln innovative Transformationsprozesse wider. Anmeldungen für Hybrid- und Elektroantriebe haben sich zwischen 2010 und 2019 mehr als verdoppelt (DPMA (2020a)). Insgesamt übersteigen noch die Patentanmeldungen zum Verbrennungsmotor die Anmeldungen zu alternativen Antrieben. Jedoch sind die Anmeldungen im Bereich der Verbrennungsmotoren weiterhin rückläufig (-10,1 Prozent zwischen 2018 und 2019). Bemerkenswert ist hingegen der Anstieg um 22,7 Prozent bei den Anmeldezahlen der rein elektrisch angetriebenen Fahrzeuge von 2018 auf 2019. Gegenüber dem Jahr 2010 sind die Anmeldungen sogar um 240,2 Prozent gestiegen. Mit insgesamt 313 Anmeldungen ist Deutschland führend vor Japan (112) und den USA (90). Vor allem bei der Zahl der Patentanmeldungen von Unternehmen mit Sitz in Deutschland ist ein Wachstum zu erkennen, während bei den Unternehmen mit Sitz im Ausland eine stagnierende oder rückläufige Entwicklung festzustellen ist. Die Bundesregierung setzt sich dafür ein, dass es im Bereich der alternativen Antriebstechnologie weiter vorangeht (siehe Kapitel 7).

Technische Weiterentwicklungen und Innovationen bei Erneuerbare-Energien-Technologien in der Stromerzeugung bewirken Kostensenkungen. Dies gilt in Verbindung mit einem stark wachsenden Marktvolumen sowie Skalen- und Lerneffekten vor allem für PV- und Windenergie-Anlagen (an Land und auf See). Zwischen 2010 und 2018 sanken die Stromgestehungskosten von Windenergie-Anlagen um 50 Prozent. Dazu haben die Senkung von Investitionskosten sowie von Betriebs- und Logistikkosten beigetragen. Mit dem Größenwachstum der Anlagen erhöhte sich deren Energieausbeute, während die Anlagenkosten lediglich moderat anstiegen. Zudem konnten Innovationen an nahezu allen Anlagekomponenten (Rotorblätter, Antriebstrang, Generator etc.) und Verbesserungen bei der Anlagenerrichtung, -positionierung, -steuerung sowie -wartung (u. a. Kenntnis des einlaufenden Windes und von Parkeffekten, prädiktive Schadenserkennung) realisiert werden. Die Stromgestehungskosten von PV-Anlagen werden maßgeblich durch die Investitionskos-

ten bestimmt, die seit dem Jahr 2006 um 75 Prozent gesunken sind. Durch den Einsatz von immer effizienteren Solarzellentypen (z. B. Silizium-PERC-Zellen) können Wirkungsgrade von über 22 Prozent erreicht werden.

Mit dem wachsenden Anteil der erneuerbaren Energien in der Energieversorgung werden Energiespeicher für Strom und Wärme immer bedeutsamer. Wird der Strom vor der Speicherung umgewandelt, zum Beispiel in Wasserstoff oder andere chemische Energieträger, besteht – neben der Wiederverstromung – die Möglichkeit zur Nutzung der Energie in anderen Sektoren (Sektorkopplung). Bisher lassen sich jedoch erst wenige Speichertechnologien zu wettbewerbsfähigen Preisen in Deutschland realisieren. Mechanische (z. B. Pumpspeicher, Schwungmassespeicher), chemische (Power-to-Gas/Liquid/Chemicals) bzw. elektrochemische (Batterien) und thermische Speicher zur Stromlastverlagerung sind wesentliche Technologiepfade, die für netzdienliche, stationäre Energiespeicher künftig verfolgt werden. Die Bundesregierung entwickelt dazu maßgeschneiderte Förderaktivitäten innerhalb ihres 7. Energieforschungsprogramms und unterstützt im Rahmen der Projektförderung Innovationen für eine große Bandbreite an Speichertechnologien. Sie wird weiterhin neue Speicherthemen aufgreifen und die begonnenen technologischen Entwicklungen vorantreiben.

Die Prioritäten bei Forschung und Entwicklung von Kraftwerksprozessen gehen zunehmend in Richtung Flexibilisierung. Mit dem wachsenden Anteil der erneuerbaren Energien im Strommarkt sind neue Anforderungen entstanden. Durch die Forschungsaktivitäten in diesem Bereich werden die Voraussetzungen geschaffen, dass der deutsche Kraftwerkspark diese Anforderungen in Zukunft noch besser umsetzen kann.

Der Trend zu Produkten der höchsten Energieeffizienzklassen ist ungebrochen. Auch im Jahr 2019 hat die Verbreitung energieeffizienter Technologien und Geräte zugenommen. Dazu leisten das EU-Ökodesign und die EU-Energieverbrauchskennzeichnung weiterhin einen wichtigen Beitrag. Am 1. August 2017 ist die neue EU-Energieverbrauchskennzeichnungsverordnung in Kraft getreten, die den (schrittweisen) Wechsel von den „A+++"-Labeln zu den „A bis G"-Labeln sowie die Einführung einer Produktdatenbank regelt. Die Datenbank hilft den Verbrauchern, Produkte hinsichtlich der Energieeffizienz zu vergleichen, und erleichtert den Marktüberwachungsbehörden die Überprüfung der Labelanforderungen.

Bei Gebäudesanierungen steht die Steigerung der Energieeffizienz weiterhin im Mittelpunkt. Das zeigen auch die Effizienzentwicklungen bei den energetischen Sanierungen über das CO_2-Gebäudesanierungsprogramm, das Marktanreizprogramm für erneuerbare Energien im Wärmemarkt und das Anreizprogramm Energieeffizienz (siehe Kapitel 6). Auch bei Heizungen und Warmwasser bauten effiziente Brennwertsysteme ihren Marktanteil im Jahr 2019 weiter aus. Darüber hinaus nimmt der Anteil elektrischer Wärmepumpen weiter zu (siehe Kapitel 13). Weitere Wärmeerzeuger, wie Biomasse und Solarthermie, sind ebenfalls von Bedeutung (siehe Kapitel 6).

Bei den jährlichen Neuzulassungen nehmen Elektro- und andere alternative Antriebssysteme zu. Im Jahr 2019 waren fast 265.000 mehrspurige Kraftfahrzeuge mit batterieelektrischem Antrieb zugelassen, davon 102.288 Hybride (siehe Kapitel 7). Auch die Effizienz von Fahrzeugen auf Basis fossiler Brennstoffe kann noch gesteigert werden. Dazu wurde das Fachprogramm „Neue Fahrzeug- und Systemtechnologien" ins Leben gerufen. Mit Wasserstoff angetriebene Brennstoffzellen-Fahrzeuge

und Erdgasfahrzeuge sind technologisch ausgereift und verfügbar (siehe Kapitel 7).

Das Marktgeschehen für Power-to-X-Technologien ist noch durch die Inbetriebnahme von Demonstrationsanlagen gekennzeichnet. Die Power-to-X- und insbesondere die Power-to-Gas- oder auch Power-to-Fuel-Technologien sind vielversprechende Möglichkeiten, um die Sektoren Stromerzeugung, Gaswirtschaft und Mobilität technologisch und wirtschaftlich miteinander zu verknüpfen (siehe Kapitel 13). Strombasierte Brennstoffe sind insbesondere bei ambitionierten Klimazielen langfristig erforderlich. Dies gilt insbesondere im Luft- und Seeverkehr und bei bestimmten Industrieprozessen, bei denen eine Elektrifizierung technisch kaum möglich ist. Derzeit sind strombasierte Brennstoffe noch mit sehr hohen Kosten verbunden. Dementsprechend liegt ein Schwerpunkt der Energieforschung auf den Power-to-X-Technologien, um die Technologien weiterzuentwickeln und die Kosten zu reduzieren. Insbesondere die mit dem 7. Energieforschungsprogramm eingeführten Reallabore der Energiewende können einen Beitrag zur Überbrückung der schwierigen Phase zwischen Technologieentwicklung und Marktdurchdringung leisten, indem sie die Erprobung von innovativen Technologien wie Power-to-X in einem relevanten, industriellen Maßstab ermöglichen. Begleitend zu technischen und nicht-technischen Innovationen können sozio-ökonomische Aspekte und gesellschaftliche Fragestellungen sowie Fragestellungen zu künftigen Marktmodellen, Geschäftsmodellen und Regulierungsregimen untersucht werden. Reallabore als großformatige Innovationsprojekte können zudem bei derzeit noch in Kleinserien oder im Manufakturbetrieb hergestellten Technologien eine wachsende Nachfrage auslösen, die einen Schritt in Richtung stärker industriell geprägter Fertigungsmethoden erlaubt. Die sektorübergreifende Förderinitiative „Energiewende im Verkehr“ setzt den Fokus auf die Herstellung und Nutzung von alternativen, strombasierten Kraftstoffen und die Einbindung der neuen Technologien in die Energiewirtschaft. Basierend auf den Forschungsergebnissen soll bis 2022 eine Roadmap entstehen, die Handlungsempfehlungen für die Entwicklung, Produktion und Markteinführung von nachhaltigen Kraftstoffen als Voraussetzung für eine klimafreundlichere Mobilität gibt.

Digitale Lösungen ziehen sich durch alle Branchen und Sektoren. So dienen nach dem GDEW intelligente Messsysteme künftig spartenübergreifend (Strom, Wärme, Gas und Wasser) und im Sinne der Sektorkopplung (einschließlich Elektromobilität, Wärme, Smart Home) als Kommunikationsplattform für den Datenaustausch. Auch mit dem SINTEG-Programm sammelt die Bundesregierung Erkenntnisse zur Gestaltung der Rahmenbedingungen für die Digitalisierung im Stromsektor. Über die bloße Verbrauchserfassung hinaus gilt es, den Weg zu Smart Grid, Smart Mobility und Smart Home weiterzugehen und die Potenziale der Digitalisierung zu heben (siehe Kapitel 13). Automatisiertes und vernetztes Fahren ist eine Zukunftstechnologie an der Schnittstelle von Mobilität und digitalem Fortschritt. Sie kann zur Erhöhung der Verkehrssicherheit und -effizienz sowie zur Reduktion von mobilitätsbedingten Treibhausgas-Emissionen beitragen. Zudem können neue Geschäftsfelder in der Service- und Mobilitätswirtschaft entstehen (siehe Kapitel 7).

Neue Marktpotenziale durch Innovationen des Mittelstands

Mit dem technologie- und branchenoffenen Zentralen Innovationsprogramm Mittelstand (ZIM) fördert das BMWi auch Forschungs- und Entwicklungsprojekte aus dem Bereich der Energietechnologien. So erhalten mittelständische Unternehmen und Forschungseinrichtungen, die mit den Unternehmen kooperieren, Zuschüsse für anspruchsvolle marktorientierte Forschungs- und Entwicklungsprojekte. Damit verbinden sich Chancen, für die innovative mittelständische Wirtschaft in Deutschland neue Geschäftsfelder zu eröffnen und die Digitalisierung der Energiewende voranzubringen. Dazu gehören z. B. intelligente Energiespeicher- und -erzeugungssysteme, die Anwendung von Industrie 4.0-Methoden und ein IT-gestütztes Ressourcenmanagement, das energetische Aspekte einbezieht.

Wesentliche bisherige Maßnahmen zur Förderung der Markteinführung innovativer Technologien

- Förderung von stationären Brennstoffzellen-Heizungen im Rahmen des Anreizprogramms Energieeffizienz
- Regierungsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie für die Förderperiode 2016 bis 2026

Weitere Beispiele der Innovationsförderung

- Anreizprogramm Energieeffizienz (siehe Kapitel 5)
- Strategie automatisiertes und vernetztes Fahren (siehe Kapitel 7)
- Schaufenster Elektromobilität
- Förderprogramm „PV-Batteriespeicher“ (siehe Kapitel 9)

Innovative und hocheffiziente Energietechnologien sind notwendige Voraussetzungen für eine sichere, wirtschaftliche und klimaverträgliche Energieversorgung. Nur durch Intensivierung von Forschung und Entwicklung kann die deutsche Wirtschaft den Technologievorsprung und ihre Wettbewerbsfähigkeit weiter ausbauen.

15. Investitionen, Wachstum und Beschäftigung



Wo stehen wir?

Die Energiewende in Deutschland ist eine Modernisierungsstrategie, die neue Marktpotenziale erschließt und spürbare Impulse für Wachstum und Beschäftigung setzt. Dabei bieten auch innovative Geschäftsmodelle große Chancen.

Im Jahr 2018 wurden insgesamt 25,4 Milliarden Euro in der Energiewirtschaft investiert. Ein Investitionsschwerpunkt war weiterhin der Ausbau erneuerbarer Energien mit 13,8 Milliarden Euro im Jahr 2018 und 10,5 Milliarden Euro im Jahr 2019.

Im Bereich der energetischen Gebäudesanierung wurden 2018 Investitionen in Höhe von 43,2 Milliarden Euro angestoßen.

Im Jahr 2018 waren in der deutschen Energiewirtschaft, ähnlich wie im Vorjahr, direkt rund 368.000 Personen beschäftigt. Die Anzahl der Arbeitsplätze, die – zusätzlich zur direkten Beschäftigung – im Zusammenhang mit Investitionen der Energiewirtschaft stehen, ist jedoch auf rund 302.000 zurückgegangen. Zudem haben Investitionen in der energetischen Gebäudesanierung 2018 zu einer Beschäftigung von knapp 530.000 Personen beigetragen, die insbesondere im Bausektor tätig sind.

Mit rund 304.000 Beschäftigten bleibt der Bereich der erneuerbaren Energien trotz eines deutlichen Beschäftigungsrückgangs ein wichtiger Wirtschaftsfaktor. Erfasst ist hier sowohl die Beschäftigung aufgrund von Investitionen in Erzeugungsanlagen als auch durch die direkte Energiebereitstellung.

Der Anteil von Energietechnologiegütern am Ausfuhrvolumen Deutschlands ist seit dem Jahr 2000 von etwa 6,2 Prozent auf etwa 8,9 Prozent im Jahr 2018 gestiegen. Dabei behaupten sich deutsche Hersteller seit Jahren mit in etwa konstanten Marktanteilen von fast 14 Prozent auf dem wachsenden Weltmarkt.

Verschiedene Gesetze schaffen Planbarkeit und setzen damit einen stabilen Rahmen für Investitionen in das Energiesystem. Dazu zählt beispielsweise das EEG 2017, die NABEG-Novelle, die Novelle der Anreizregulierung und das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW).

Was ist neu?

Anreize für weitere Investitionen in erneuerbare Energien werden zum Beispiel durch das Energiesammelgesetz (u. a. Umsetzung von Sonderausschreibungen für Windenergie an Land und Photovoltaik) sowie die Abschaffung des 52-GW-PV-Deckels und die Einführung einer gesetzlichen Länderöffnungsklausel für Windabstandsregelungen gesetzt (im Rahmen des Gebäudeenergiegesetzes beschlossen).

Der mit dem Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) von Dezember 2019 und dem Ersten Gesetz zur Änderung des Brennstoffemissionshandelsgesetzes von November 2020 beschlossene Brennstoffemissionshandel schafft systematische Anreize für Investitionen in emissionsarme und effiziente Technologien.

Auch die energiewirtschaftlichen Elemente des Konjunkturpakets von Juni 2020, wie z. B. die Nationale Wasserstoffstrategie und die Ausweitung der projektbezogenen Forschung, geben der Wirtschaft neue Wachstums- und Innovationsimpulse.

Mit dem Kohleausstiegsgesetz von Juli 2020 wird die Kohleverstromung in Deutschland bis spätestens 2038 beendet und ein verlässlicher Rahmen für zukünftige Investitionen in der Energiewirtschaft gesetzt. Flankiert wird der Kohleausstieg durch Finanzhilfen in Höhe von über 40 Mrd. Euro für die betroffenen Kohleregionen im Rahmen des Strukturstärkungsgesetzes Kohleregionen.

Durch die Covid-19-Pandemie entstehen für die Energiewirtschaft Herausforderungen, insbesondere durch eine zunächst sinkende Energienachfrage und sinkende Absatzpreise.

INVESTITIONEN WACHSTUM BESCHÄFTIGUNG	Arbeitsplätze in Deutschland erhalten und ausbauen und Grundlagen für dauerhaften Wohlstand und Lebensqualität schaffen.

15.1 Investitionen

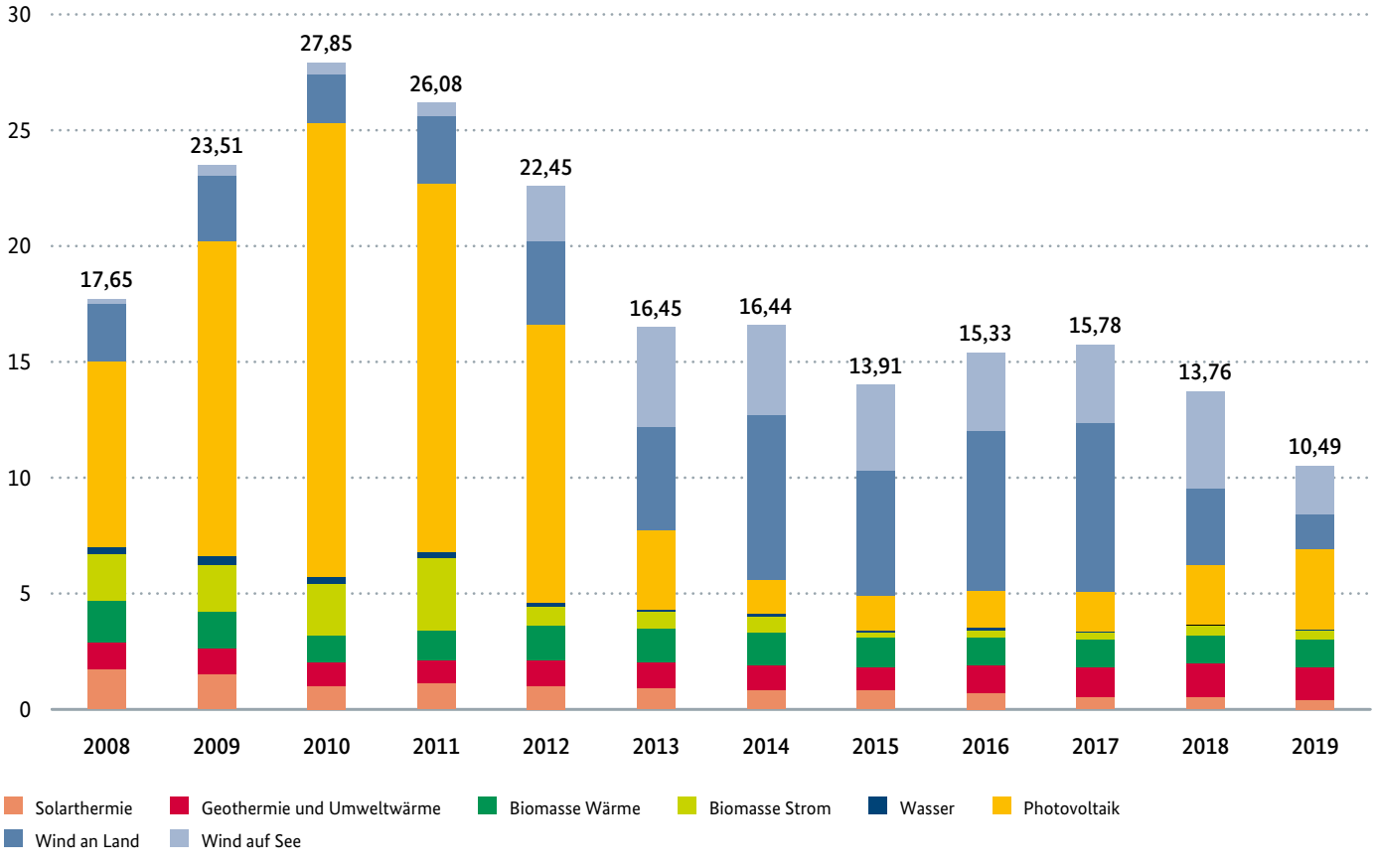
Um die Energiewende zum Erfolg zu führen und zugleich eine moderne und leistungsfähige Infrastruktur bereitzustellen, sind weiterhin substantielle Investitionen erforderlich. Dabei erhöhen klare und stabile Rahmenbedingungen die Investitions- und Planungssicherheit. Denn sie haben einen positiven Einfluss auf die Investitionsentscheidungen von Unternehmen und die Wirtschaftlichkeit innovativer Geschäftsmodelle. Das Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung und die darin getroffene Entscheidung für die Einführung einer CO_2-Bepreisung für die Sektoren Wärme und Verkehr bedeuten daher eine wichtige Weichenstellung. Der ab 2021 beginnende Brennstoffemissionshandel mit einem zunächst vorgegebenen Preispfad schafft systematische Anreize für Investitionen in emissionsarme und effiziente Technologien. Ein Teil der Einnahmen wird außerdem für die Entlastung der EEG-Umlage genutzt und fördert so Investitionen in Sektorkopplungstechnologien. Gleichzeitig werden bestehende Förderprogramme für die Gebäudesanierung und für Energieeffizienzmaßnahmen signifikant aufgestockt und um die Möglichkeit zur steuerlichen Absetzbarkeit von energetischen Sanierungsmaßnahmen ergänzt. Das im April 2019 vom Bundestag und Bundesrat beschlossene Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus (NABEG-Novelle) ist ein wichtiger Meilenstein für einen schnelleren Netzausbau und die damit einhergehenden Investitionen in Milliardenhöhe. Außerdem wurden alle wesentlichen Maßnahmen des NAPE und des Sofortpro-

gramms für mehr private Investitionen in Effizienztechnologien inzwischen umgesetzt. Darüber hinaus bereitet das 2016 in Kraft getretene Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW) den Weg für innovative Geschäftsmodelle im Bereich digitaler Technologien (siehe Kapitel 13).

Im Jahr 2018 hat die Energiewirtschaft 25,4 Milliarden Euro und damit etwas weniger als im Vorjahr investiert. Energiewirtschaft umfasst hier die Bereitstellung von Brennstoffen, den Betrieb und die Wartung von Anlagen zur Energieerzeugung, Speicherung und Verteilung sowie den Handel mit Endenergie. Der Großteil der Investitionen entfiel auf die Bereitstellung von Strom und Wärme mit 13,3 Milliarden Euro. In Infrastrukturen zur Verteilung von Endenergie (Strom, Gas, Wärme) wurden rund 9,9 Milliarden Euro investiert. Die übrigen Investitionen gingen in die Bereiche Speicherung (Gas, Strom, Wärme in Höhe von 0,7 Milliarden Euro) sowie Anlagen zur Bereitstellung von Brenn- und Kraftstoffen (Kohle, Mineralöl, Erdöl- und Erdgas sowie Biomasse und -kraftstoffe in Höhe von 1,5 Milliarden Euro) (DIW, DLR, GWS (2020)).

Die Investitionen in die Stromnetze liegen weiterhin auf hohem Niveau. Nach den Zahlen der BNetzA haben Übertragungs- und Verteilernetz-

Abbildung 15.1: Investitionen in erneuerbare Energien



Quelle: BMWi auf Basis von ZSW 09/2020

betreiber im Jahr 2018 rund 10,4 Milliarden Euro in Netzinstandhaltung und -ausbau investiert. Dies schließt Investitionen in grenzüberschreitende Verbindungen sowie in Mess-, Steuer- und Kommunikationseinrichtungen mit ein. Gegenüber dem Vorjahr ist das ein Anstieg um 7,4 Prozent (siehe Kapitel 12).

Die Investitionen in die Errichtung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien sind in den Jahren 2018 und 2019 weiter zurückgegangen. Sie betrugen im Jahr 2019 rund 10,5 Milliarden Euro (siehe Abbildung 15.1). Deutlich weniger investiert wurde vor allem in die Windenergie an Land im Jahr 2019. Leichte Zuwächse gab es dagegen bei der Photovoltaik, die 2019 mit einem Drittel den größten Anteil an allen Investitionen in Erneuerbare-Energien-Anlagen aufwies.

Energiewende-Investitionen betreffen auch die Bereiche der Endenergienutzung, vor allem den Wärme- und Verkehrsbereich. Aufwendungen in der energetischen Gebäudesanierung sind hierbei ein wichtiger Faktor. Im Jahr 2018 wurden hier 43,2 Milliarden Euro investiert. Dies entspricht einem Rückgang von knapp 4 Prozent gegenüber dem Vorjahr (BMWi (2020c)). Die energetische Gebäudesanierung ist eine der zentralen Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz. Investitionen in andere Bereiche der Energieeffizienz können bisher nur unvollständig erfasst werden.

Indirekte Investitionseffekte können sich bei industriellen Energieverbrauchern aufgrund von Strom- und Energiekosten bzw. möglichen Kostensteigerungen ergeben. So gehen die energieintensiven Industrien in Deutschland davon aus, dass die im internationalen Vergleich seit langem hohen Strompreise mitverantwortlich für ihre geringe Investitionsaktivität sind. Insbesondere Papier, Glas/Keramik, Chemie, Metallerzeugung und -verarbeitung gehören zu den Branchen, in denen das Bruttoanlagevermögen zurückgegangen ist. Energieintensive Industrien, die im internationalen Wettbewerb stehen, erhalten weiterhin verschiedene Entlastungsregelungen (siehe Kapitel 10).

15.2 Wachstum

Die deutsche Volkswirtschaft erlebt aufgrund des pandemiebedingten historischen Einbruchs in der ersten Jahreshälfte eine schwere Rezession und kämpft sich allmählich aus der Krise. Die Bundesregierung rechnet laut Herbstprojektion 2020 für das Jahr 2020 mit einem Rückgang des Bruttoinlandsprodukts um preisbereinigt 5,5 Prozent. Der Tiefpunkt der Rezession wurde aber bereits im Mai durchschritten. Nach der ersten starken Erholung im Mai und Juni gestaltet sich der weitere Erholungsprozess verhaltener. Die aktuellen Frühindikatoren deuten darauf hin, dass der Aufholprozess trotz des wieder verstärkten Infektionsgeschehens im anstehenden Winterhalbjahr anhalten wird, wenn auch mit geringer Dynamik. Die wirtschaftliche Erholung steht und fällt aber mit der weiteren Entwicklung des Infektionsgeschehens. Für das Jahr 2021 wird ein Zuwachs der Wirtschaftsleistung von 4,4 Prozent erwartet. Das Vorkrisenniveau des BIP dürfte frühestens zum Jahreswechsel 2021/2022 wieder erreicht werden. Die Bundesregierung hat das etwas freundlichere weltwirtschaftliche Umfeld wie auch die höhere Dynamik beim nationalen und internationalen Infektionsgeschehen in der Herbstprojektion berücksichtigt. Zudem sind andererseits auch die Einschränkungen der sozialen Kontakte berücksichtigt, die die Bundeskanzlerin mit den Regierungschefinnen und Regierungschefs der Länder am 28. Oktober beschlossen hat, um dem

bedenklichen Anstieg der Infektionszahlen Einhalt zu gebieten. Für die Energiewirtschaft entstehen durch die Covid-19-Pandemie Herausforderungen, insbesondere durch eine zunächst sinkende Energienachfrage und sinkende Absatzpreise.

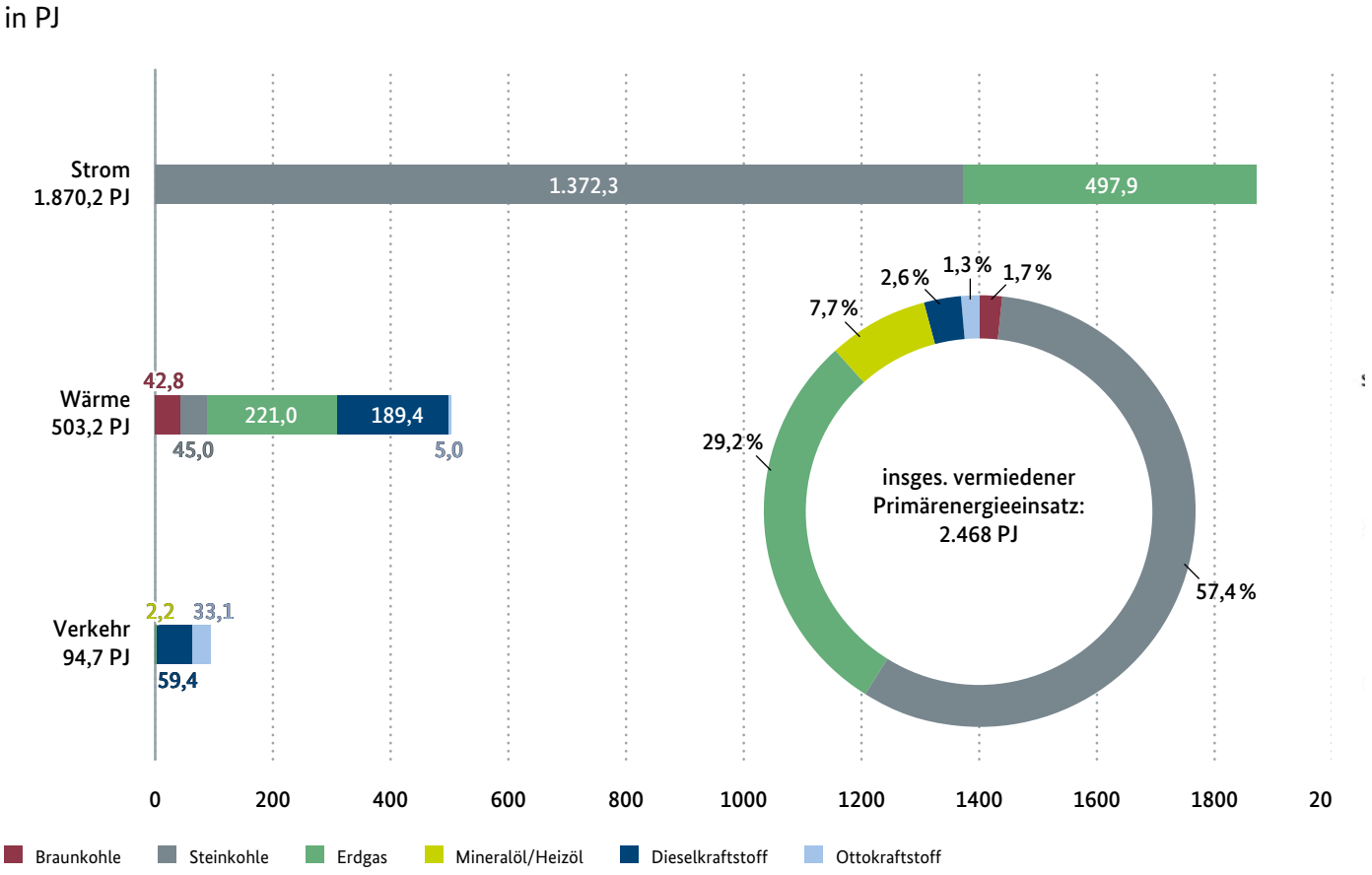
Dessen ungeachtet kommt den Energiesektoren eine wichtige Rolle auf dem Weg zur Erholung nach der Pandemie zu. Denn Investitionen im Rahmen der Energiewende haben deutlich positive Effekte auf das wirtschaftliche Wachstum. Über Vorleistungsverflechtungen generieren sie Wertschöpfung in vielen Bereichen der Volkswirtschaft. Eine Studie von GWS und Prognos (2018) vergleicht dazu die tatsächliche Situation mit einer hypothetischen Situation ohne Energiewende. Die Studie kommt zu dem Ergebnis, dass die Wertschöpfung in Deutschland im Jahr 2020 durch die Energiewende um knapp 60 Milliarden $Euro_{2010}$ (rund 2 Prozent) höher liegt als ohne Energiewende. Nach der Studie geht der Großteil der Wachstumseffekte der Energiewende auf Ausrüstungsinvestitionen zurück, d.h. Investitionen in Anlagen zur Stromerzeugung sowie in effiziente Fahrzeuge, Anlagen und Geräte. Zu beachten ist, dass in der Studie die Effekte der Covid-19-Pandemie noch nicht berücksichtigt werden konnten. Vor diesem Hintergrund werden auch die energiewirtschaftlichen Elemente des Konjunkturpakets von Juni 2020, wie z.B. die Ausweitung der projektbezogenen Forschung bei den Reallaboren und bei SINTEG, die Nationale Wasserstoffstrategie oder die Aufstockung des CO_2-Gebäudesanierungsprogramms (siehe auch Kapitel 5, 6,12, 14 und 16), wichtige Impulse für Innovationen und wirtschaftliches Wachstum im Erholungsprozess nach der Pandemie setzen.

Mit der Energiewende ist das gesamtwirtschaftliche Preisniveau moderat gestiegen. GWS und Prognos (2018) gehen davon aus, dass die Inflation, d.h. der Preisanstieg der Lebenshaltung, in Deutschland im Jahr 2020 ein wenig höher ausfällt, als dies ohne die Maßnahmen der Energiewende der Fall gewesen wäre. Diese Entwicklung ist vor dem Hintergrund einer weiterhin niedrigen bis moderaten Teuerung in Deutschland insgesamt zu sehen.

Deutschland deckt derzeit etwa drei Viertel seines Energiebedarfs durch den Import von Energieträgern. Die Entwicklung der Energieträgerimporte Deutschlands wirkt sich auf die Wertschöpfung und damit auf das Wachstum aus. Im Jahr 2019 wurde in etwa die gesamte Menge an verbrauchtem Mineralöl, Erdgas und verbrauchter Steinkohle importiert. Dadurch ist die deutsche Volkswirtschaft in erheblichem Maße den oft schwankenden Weltmarktpreisen ausgesetzt. Die Preise für diese fossilen Energieträger sind im Jahr 2018 gestiegen, 2019 jedoch wieder deutlich zurückgegangen – eine Entwicklung, die sich zu Beginn der Covid-19-Pandemie noch verstärkt hat. Es ist und bleibt dessen ungeachtet ein wichtiges Ziel, die Abhängigkeit von einzelnen Lieferquellen dauerhaft zu senken.

Mit mehr erneuerbaren Energien und Anstrengungen bei der Energieeffizienz müssen weniger fossile Brennstoffe importiert werden. Im Jahr 2019 wurden nach Angaben des UBA in den Sektoren Strom, Verkehr und Wärme insgesamt 2.468 PJ fossile Energieträger durch die Nutzung erneuerbarer Energien vermieden (siehe Abbildung 15.2). Damit ist die Vermeidung gegenüber 2018 erneut gestiegen, es konnten zusätzliche 144 PJ eingespart werden. Erneuerbare Energien können so Importabhängigkeiten reduzieren und die Versorgungssicherheit erhöhen. Außerdem verringert eine steigende Energieeffizienz die Energienachfrage (siehe Kapitel 5) und damit auch die Importnachfrage.

Abbildung 15.2: Vermiedener Primärenergieeinsatz fossiler Energieträger durch die Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland im Jahr 2019



Quelle: UBA auf Basis von AGEE-Stat 08/2020

Geringere fossile Brennstoffimporte sind ein Vorteil der Energiewende. Ohne Investitionen in erneuerbare Energien und Anstrengungen bei der Energieeffizienz wäre die Importnachfrage nach fossilen Brennstoffen höher ausgefallen. Nach Schätzungen von GWS (2020b) haben erneuerbare Energien und Energieeffizienz den Import von fossilen Brennstoffen im Jahr 2018 um etwa 24,6 Milliarden Euro gedämpft. Daneben kann auch eine Diversifizierung von Energiebezugsquellen und Transportwegen bei den Rohstoffen zu dauerhaften Einsparungen beitragen. Dies bleibt daher weiterhin ein vorrangiges Ziel der Bundesregierung.

Viele Investitionsgüter der Energiewende gehen aus Deutschland in den Export. Der globale Handel mit Energietechnologiegütern hat sich seit 2000 fast vervierfacht. Energietechnologiegüter stellen eine wichtige Kategorie deutscher Exporte dar. Emissionsarme Technologien werden in den Wirtschaftszweigen hergestellt, die bereits für wesentliche Anteile der deutschen Exporte verantwortlich sind und die zum Teil bereits eine herausragende Stellung auf den Weltmärkten einnehmen. Dazu zählen Industrien zur Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen, der Maschinenbau, die Herstellung von Elektronik und elektrischen Ausrüs-

tungen sowie die chemische Industrie. Der Anteil der Energietechnologiegüter (in der hier angewendeten Abgrenzung[3]) am Ausfuhrvolumen Deutschlands ist seit dem Jahr 2000 von ca. 6,2 Prozent auf etwa 8,9 Prozent im Jahr 2018 gestiegen. Das entspricht Exporten im Wert von etwa 119 Milliarden Euro. Blickt man auf die Handelsanteile der jeweiligen Länder, so lässt sich feststellen, dass deutsche Hersteller von Energietechnologiegütern einen nahezu konstanten Anteil auf einem wachsenden Weltmarkt behaupten. Im Mittel lag dieser Anteil seit 2000 bei 13,8 Prozent. So hält die deutsche Industrie erhebliche Marktanteile zum Beispiel bei Mess-, Steuerungs- und Regelungsinstrumenten oder bei Gütern zur rationellen Energieversorgung. Die Einfuhren Deutschlands von Energietechnologiegütern lagen 2018 bei rund 82 Milliarden Euro mit zuletzt leicht ansteigender Tendenz (GWS (2020a)). Richtet man den Blick über die Güter der Energiewende hinaus auf die umfassenderen Umwelt- und Klimaschutzgüter, so sind deutsche Unternehmen auch hier weiterhin ein weltweit führender Exporteur (UBA, BMU (2019) und UBA (2020c)). In diesem Zusammenhang wurden im Jahr 2018 nach Berechnungen von DLR und DIW beispielsweise Anlagen und Komponenten zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wert von etwa 10,5 Milliarden Euro exportiert.

15.3 Beschäftigung

Beschäftigungswirkungen der Energiewende betreffen sowohl die Energiewirtschaft im engeren Sinne als auch Wirtschaftszweige, welche die Energiewirtschaft mit Wirtschaftsgütern versorgen. Beide Bereiche müssen zusammen betrachtet werden. Die Energiewirtschaft umfasst ein breites Spektrum an Leistungen, von der Bereitstellung von Brennstoffen, den Betrieb und die Wartung von Anlagen zur Energieerzeugung, der Speicherung und Verteilung bis hin zum Handel mit Endenergie. Jeder einzelne Bereich fragt Arbeitskräfte nach. Mit dem Ausbau erneuerbarer Energien und den Investitionen in Energieeffizienz ist zunehmend in das Blickfeld gerückt, dass die steigende Nachfrage nach Investitionsgütern in diesen beiden Bereichen auch Produktions- und Beschäftigungswirkungen in Wirtschaftszweigen außerhalb der eigentlichen Energiewirtschaft entfaltet.

Die direkte Beschäftigung in der Energiewirtschaft ist im Jahr 2018 weitgehend stabil geblieben. Ähnlich wie im Vorjahr waren dort rund 368.000 Personen tätig. Knapp 217.000 Personen übten eine direkte Beschäftigung in der klassischen, zumeist konventionellen Energiewirtschaft (Elektrizitätserzeugung, -übertragung und -verteilung, -handel sowie Gas- und Fernwärmeversorgung, Kohlenbergbau und -veredelung, Gewinnung von Erdöl und Erdgas und Mineralölverarbeitung) aus. Im Betrieb und der Wartung von Erneuerbare-Energien-Anlagen sowie der Bereitstellung von energetisch genutzter Biomasse und Biokraftstoffen arbeiteten gut 150.000 Personen (DIW, DLR, GWS (2020)).

Die Investitionsaktivitäten der Energiewirtschaft trugen weiterhin im hohen Maße zur Beschäftigung bei. Neben den direkt beschäftigten Personen schafft Energiewirtschaft auch Beschäftigung durch ihre Investitionsnachfrage in den unterschiedlichen Sektoren und Wertschöpfungsstufen der Energiebereitstellung. Soweit diese Investitionsaktivitäten hinreichend identifizierbar und erfasst sind, kann ihnen für das Jahr 2018 eine

3 Die Untersuchung basiert auf offiziellen Handelsstatistiken. Darin sind einzelne Güterpositionen nicht eindeutig den Energietechnologiegütern bzw. den emissionsarmen Technologien zuordenbar. Sie können auch in anderen Verwendungszwecken eingesetzt werden (Multiple-use-Problematik). Daher könnten die Ergebnisse im Einzelnen in ihrer absoluten Höhe überschätzt sein.

Beschäftigung von knapp 302.000 Personen zugeschrieben werden, was geringfügig unter dem Vorjahresniveau lag (DIW, DLR, GWS (2020)).

Auch Investitionen auf der Energienachfrageseite generieren Beschäftigung. Hervorzuheben sind hier vor allem Investitionen in die energetische Gebäudesanierung zur Steigerung der Energieeffizienz. In diesem Bereich waren im Jahr 2018 rund 530.000 Personen, insbesondere im Bausektor, beschäftigt. Weitere Arbeitsplätze gab es u. a. durch Effizienzdienstleistungen wie Energieberatung, Energie-Contracting, Energiemanagement oder Informationsleistungen. In diesen Bereichen lag die Beschäftigung im Jahr 2018 bei rund 36.500 Personen (BMWi (2020c)).

Nennenswerte Beschäftigungseffekte durch den Wandel zur Elektromobilität waren in den Berichtsjahren noch nicht erfassbar. Bei der Energienachfrage im Verkehr kann die wachsende Bedeutung der Elektromobilität zu Veränderungen bei Wertschöpfung und Beschäftigung führen. Veränderungen können vor allem die Automobilindustrie und ihre Zulieferer sowie mit ihr verknüpfte Branchen betreffen. Dabei wird u. a. relevant sein, wie hoch die Durchdringung mit alternativen Antriebstechnologien ist, wie sich der Anteil an importierten Vorleistungen für die Produktion von Elektrofahrzeugen entwickelt und wie das Produktivitätswachstum der Automobilindustrie sowie die Nachfrage auf den europäischen und internationalen Märkten ausfällt. Darüber hinaus ist zu beachten, dass die zu erwartenden strukturellen Veränderungen in diesem für Deutschland zentralen Wirtschaftszweig neben der Energiewende vor allem auch durch andere international wirksame Trends wie Digitalisierung, multimodale Mobilität sowie Vernetzung und Automatisierung geprägt werden.

Die Beschäftigtenzahl im Feld der erneuerbaren Energien lag im Jahr 2018 bei insgesamt gut 304.000 Personen. Erneuerbare Energien bieten Beschäftigung sowohl aufgrund von Investitionen in Erzeugungsanlagen als auch durch die direkte Energiebereitstellung. Parallel zum Ausbau der erneuerbaren Energien im Inland (siehe Kapitel 4) haben sich die Exporte deutscher Technologien zu einem zweiten Pfeiler für die Sicherung von Beschäftigung in den Erneuerbaren-Sektoren entwickelt. Allerdings ging die Bruttobeschäftigung im Jahr 2018 wie auch schon im Jahr 2017 deutlich gegenüber dem jeweiligen Vorjahresniveau zurück.

Die Arbeitskräfteverfügbarkeit wurde zuletzt als einer der großen wirtschaftlichen Engpässe wahrgenommen – aber welche Bedeutung hatte dies für die Energiewende? Nachdem in Zeiten hoher Arbeitslosigkeit in Deutschland lange die Arbeitsnachfrage im Fokus stand, rückt zunehmend auch das Arbeitsangebot ins Blickfeld und damit die Frage nach ausreichend verfügbaren qualifizierten Fachkräften. Nach einer Auswertung von GWS (2018) gibt es Anzeichen für einen Fachkräftemangel bei Berufsgruppen mit einem Energiewende-Bezug, wie den technischen Berufen und Bauberufen. Gerade für Bauberufe zeigt sich aber kein einheitliches Bild: Je nach Berufszweig, Anforderungsniveau und Region ist der Fachkräftemangel unterschiedlich stark ausgeprägt, in einigen Bundesländern liegen keine Engpässe oder lediglich Anzeichen hierfür vor. Auch sind Berufsgruppen mit Energiewende-Bezug und der Anteil der Energiewende für die Tätigkeit insgesamt schwer vollständig zu erfassen. Da die Umsetzung der Energiewende auch über Vorleistungsketten zur Beschäftigung beiträgt, gibt es hier auch indirekt einen zusätzlichen Bedarf an qualifizierten Fachkräften.

Der Konjunktureinbruch im Jahr 2020 und die pandemiebedingten Einschränkungen treffen den Arbeitsmarkt massiv. Die Erwerbstätigkeit hat im Zuge der Covid-19-Pandemie abgenommen und die Arbeitslosigkeit ist gestiegen. Ein noch stärkerer Anstieg der Arbeitslosigkeit konnte durch die umfangreiche Nutzung von Kurzarbeit bisher vermieden werden. Um die inländische Wertschöpfung wieder zu stärken, bietet sich im Energiebereich beispielsweise die Gebäudesanierung an, u. a. auf Grund der geringen Auslandsbeziehungen der Bauwirtschaft. Erwerbslose aus anderen Berufen können in vielen Fällen aufgrund ihrer Qualifikation in Bauberufen unterkommen. Seit Juli zeigen sich auf dem Arbeitsmarkt erste Erholungseffekte – die Erwerbstätigkeit steigt, auch wenn sie noch deutlich unter dem Stand vor der Krise liegt. Man kann davon ausgehen, dass erneut mit Fachkräfte-Engpässen bei Berufsgruppen mit möglichem Energiewende-Bezug wie den Bauberufen zu rechnen ist, sobald die Wirtschaft wieder ein „Vor-Covid-19-Niveau“ erreicht. Dem könnte mit entsprechenden Ausbildungen und Qualifizierungen – beispielsweise auch während der Kurzarbeit – frühzeitig begegnet werden.

Wesentliche bisherige Maßnahmen im Bereich Investitionen, Wachstum und Beschäftigung

Planbarkeit und einen stabilen Investitionsrahmen für das Energiesystem schaffen:
- EEG 2017 (siehe Kapitel 4)
- Energiesammelgesetz (EnSaG, siehe Kapitel 4)
- Gebäudeenergiegesetz (GEG, siehe Kapitel 4)
- Energieeffizienzstrategie 2050 (EffSTRA, siehe Kapitel 5)
- Strommarktgesetz (siehe Kapitel 9)
- Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW, siehe Kapitel 13)
- Novelle der Anreizregulierung (siehe Kapitel 12)

Den energiewendebedingten Strukturwandel begleiten und neue Beschäftigungsfelder eröffnen:
- Das Strukturstärkungsgesetz Kohleregionen (StStG) ist am 14. August 2020 in Kraft getreten und setzt die strukturpolitischen Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ um. Bis zum Jahr 2038 werden bis zu 41,09 Mrd. Euro für die betroffenen Reviere bereitgestellt. Der Mittelabfluss der bereitgestellten Gelder wird durch ein neues Bund-Länder-Koordinierungsgremium sichergestellt.

Führende Rolle deutscher Unternehmen bei Investitionsgütern der Energiewende unterstützen und Rohstoffabhängigkeiten reduzieren:
- Außenwirtschaftsförderung durch die Exportinitiative Energie
- Zusammenarbeit im Rahmen von über 20 Energiepartnerschaften und -dialogen

Neue Impulse für Wachstum, Beschäftigung und Innovation generieren:
- Energiewirtschaftliche Elemente des Konjunkturpakets von Juni 2020

16. Maßnahmenübersicht

Soweit in der Übersicht Maßnahmen beschrieben werden, die auch Maßnahmen des Aktionsprogramms Klimaschutz 2020 sind, werden deren aktuelle Umsetzungsstände in den jährlichen Klimaschutzberichten der Bundesregierung detailliert dargestellt.

Die Maßnahmen werden im Rahmen der geltenden Haushalts- und Finanzplanungsansätze der Ressorts (einschließlich Stellen und Planstellen) unter Vorbehalt der Verfügbarkeit der notwendigen Haushaltsmittel umgesetzt.

	Instrument	Umsetzungsstand
	Kapitel 3: EU und Internationales	
1.	EU-Verordnung über das Governance-System der Energieunion (Governance-Verordnung)	**Ziel:** Die Verordnung führt ein neues Planungs- und Monitoringsystem zur Umsetzung der fünf Dimensionen der Energieunion, insbesondere des EU-2030 Energie- und Klimarahmens, ein. Zu diesem Zweck schafft die Verordnung die notwendigen Voraussetzungen für eine größere Konvergenz der nationalen Energie- und Klimapolitiken der Mitgliedsstaaten. **Inhalt/Zahlen**: Zentraler Bestandteil der Governance-Verordnung sind die integrierten Nationalen Energie- und Klimapläne (National Energy and Climate Plans – NECP), die jeder Mitgliedstaat der Europäischen Kommission bis Dezember 2019 vorzulegen hatte (Entwurf bis Dezember 2018). Sie sollen mit einer zeitlichen Perspektive von 10 Jahren die nationalen Ziele und Beiträge zu EU-2030-Zielen in den fünf Dimensionen der Energieunion (Dekarbonisierung, Energieeffizienz, Energieversorgungssicherheit, Energiebinnenmarkt, Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit) enthalten sowie Maßnahmen, wie diese Ziele erreicht werden sollen. Um Vergleichbarkeit zu schaffen, macht die Governance-Verordnung genaue Vorgaben für Inhalt und Struktur des Plans. Die Pläne können nach fünf Jahren aktualisiert werden. Neben den NECP sind ab dem Jahr 2023 alle zwei Jahre NECP-Fortschrittsberichte der Mitgliedstaaten vorgesehen; daneben soll es ein Monitoring der Europäischen Kommission geben. Auf diese Weise wird gewährleistet, dass die Mitgliedstaaten mit ihren geplanten Maßnahmen adäquat zum Erreichen der Energie- und Klimaziele der Union für 2030 beitragen bzw. dass gegebenenfalls nachgesteuert werden kann. Für den Fall, dass die freiwilligen Zielbeiträge der Mitgliedstaaten oder der Fortschritt bei Erreichung der EU-Ziele nicht ausreichend sind, enthält der Vorschlag zur Governance-Verordnung insb. im Bereich erneuerbare Energien konkrete Regelungen für zusätzliche Maßnahmen auf Ebene der EU bzw. der Mitgliedstaaten (sog. „Gapfiller"-Mechanismus), die eine gemeinschaftliche Zielerreichung auf EU-Ebene sicherstellen. **Stand:** Die Governance-Verordnung ist im Dezember 2018 in Kraft getreten.
2.	Integrierter Nationaler Energie- und Klimaplan (NECP)	**Ziel/Inhalt:** Mit dem NECP gemäß der neuen EU-Verordnung über ein Governance-System der Energieunion entsteht erstmalig ein europäisches Planungs- und Monitoringinstrument, welches die Umsetzung der EU-2030-Ziele im Energie- und Klimabereich über nationale Zielbeiträge regelt und Kontrollmechanismen für eine verlässliche Erreichung der EU-Ziele enthält. Jeder EU-Mitgliedstaat hat so einen Plan entwickelt und vorgelegt. Die Bundesregierung hat ihren NECP am 10.06.2020 im Kabinett beschlossen und anschließend an die EU-Kommission übermittelt. Der NECP ist ein wichtiges strategisches Dokument zur Energie- und Klimapolitik und baut insbesondere auf dem Energiekonzept und dem Klimaschutzprogramm 2030 auf. **Stand:** Der NECP der Bundesregierung wurde im Juni 2020 an die EU-Kommission übermittelt.

	Instrument	Umsetzungsstand
3.	Novelle der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II)	**Ziel:** Die Richtlinie definiert den europäischen Rahmen für die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen für den Zeitraum von 2020 bis 2030. Gemeinsam mit der Governance-Verordnung sichert sie die verlässliche Umsetzung des verbindlichen EU-Ziels für den Ausbau erneuerbarer Energie in Höhe von mind. 32 % am Bruttoendenergieverbrauch in 2030. **Inhalt:** Die Richtlinie umfasst Regelungen für die Förderung von Energien aus erneuerbaren Quellen in den Sektoren Strom, Wärme und Kälte sowie Transport. Sie enthält daneben Nachhaltigkeitskriterien für gasförmige, flüssige und feste Biokraftstoffe und Biobrennstoffe. Für den Stromsektor legt die Richtlinie grundsätzliche Rahmenregelungen fest, wie Mitgliedstaaten ihre Fördersysteme für erneuerbare Energien ausgestalten dürfen. Darüber hinaus enthält die Richtlinie Vorgaben für eine freiwillige, teilweise grenzüberschreitende Öffnung der Fördersysteme für Strom sowie Vorgaben für die Stärkung von erneuerbarem Eigenverbrauch und Bürgerenergieprojekten (sog. Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften). Für den Wärme- und Kältesektor wurden erstmals verbindliche sektorale Zielvorgaben vereinbart. Demnach werden die Mitgliedstaaten verpflichtet, einen Anstieg des EE-Anteils von mind. 1,3 Prozentpunkten (bei einer max. Anrechnung von bis zu 40 % Abwärme-Kälte) pro Jahr mit geeigneten Maßnahmen anzustreben. Spezielle Regelungen sind vorgesehen, um sicherzustellen, dass auch Wärme- und Kältenetze hierzu angemessen beitragen. Im Verkehrsbereich sollen Inverkehrbringer von Kraftstoffen verpflichtet werden, den EE-Anteil bis 2030 auf mind. 14 % zu erhöhen. Die Nutzung von konventionellen Biokraftstoffen soll gedeckelt werden. Für neue Technologien wie fortschrittliche Biokraftstoffe, Elektromobilität und Power-to-X sind gewisse Anreize geschaffen worden. **Stand:** Die RED II ist im Dezember 2018 in Kraft getreten. Sie muss bis zum 30. Juni 2021 in nationales Recht umgesetzt werden. Für 2021 hat KOM eine weitere Novelle der RED II geplant, insbesondere mit dem Ziel, das EU-2030-Ziel für erneuerbare Energien anzupassen.
4.	Concerted Action Erneuerbare-Energien-Richtlinie (CA-RES)	**Ziel:** Unterstützung der EU-Mitgliedstaaten bei der Umsetzung der europäischen Erneuerbaren-Energien-Richtlinie. Durch den im Rahmen des Formats stattfindenden Austausch sollen Herausforderungen identifiziert und Lösungsansätze erarbeitet werden. **Inhalt/Zahlen:** Die Concerted Action zur europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie (CA-RES) dient den europäischen Mitgliedstaaten als Kommunikationsplattform für Themen der europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie. Der Fokus liegt auf den folgenden fünf zentralen Themenbereichen: • Erneuerbare Energien im Stromsektor • Erneuerbare Energien im Wärmesektor • Herkunftsnachweise • Biomasse • Erneuerbare Energien im Verkehr BMWi vertritt die Bundesrepublik Deutschland im Rahmen der regelmäßigen Plenarsitzungen und konzeptioniert und organisiert die Workshops im Rahmen des Themenfelds „Erneuerbare Energien im Stromsektor“. **Stand:** In 2018 und 2019 fanden 4 Plenarsitzungen zu spezifischen Fragestellungen der o. g. Themenkomplexe in einem halbjährlichen Turnus statt.
5.	Novelle der Energieeffizienz-Richtlinie (EED)	**Ziel:** Die Richtlinie definiert den europäischen Rahmen für die Verbesserung der Energieeffizienz, u. a. mit konkreten Energieeffizienzzielen bis 2030, einer jetzt bis 2030 verlängerten Endenergieeinsparverpflichtung sowie neu geordneten Vorschriften zur Energieverbrauchserfassung. **Inhalt/Zahlen:** Gemeinsam mit der Governance-Verordnung sichert die EED die Erreichung des EU-Ziels für Energieeffizienz bis 2030 in Höhe von 32,5 %. (gemessen an einer Projektion der Europäischen Kommission aus dem Jahr 2007). Diesem Ziel dient auch die Endenergieeinsparverpflichtung nach Art. 7 EED. Sie wurde durch die jüngste Novelle bis 2030 mit einem realen Einsparfaktor von 0,8 % kumulativ verlängert. Ferner wurden die Vorschriften zur Energieverbrauchserfassung neu geordnet. **Stand:** Die Novelle der EED ist im Dezember 2018 in Kraft getreten.
6.	Novelle der Gebäudeeffizienz-Richtlinie (EPBD)	**Ziel:** Fortschreibung der EPBD, wobei die Kernregelungen beibehalten werden. **Inhalt:** Die Novelle enthält u. a. folgende Eckpunkte: • In die EPBD integriert werden soll eine bisher in der EED zu findende Regelung zu langfristigen Renovierungsstrategien. • Neu implementiert werden soll eine Verpflichtung auf vorbereitende Maßnahmen für den Aufbau einer Infrastruktur für die Elektromobilität im Gebäudesektor. • Ebenfalls neu implementiert werden sollen Regelungen zum Einstieg in die Gebäudeautomatisierung sowie zu einem freiwilligen Gebäudebewertungsinstrument, dem Intelligenzfähigkeitsindikator. **Stand:** Die EPBD ist Teil des Pakets „Saubere Energie für alle Europäer“; die Novellierung ist im Juli 2018 in Kraft getreten. Die Richtlinie wird durch das Gebäude-Elektromobilitätsinfrastruktur-Gesetz (befindet sich derzeit in der parlamentarischen Beratung) und durch das Gebäudeenergiegesetz (ist am 1. November 2020 in Kraft getreten) umgesetzt.

	Instrument	Umsetzungsstand
7.	Initiative „Beschleunigung der Umstellung auf saubere Energie in Gebäuden“	**Ziel:** Die Strategie soll helfen, Potenziale für nachhaltige Energien in Gebäuden zu erschließen und Hindernisse auf dem Weg zu mehr Investitionen in diesem Bereich abbauen. **Inhalt:** Um das Potenzial für nachhaltige Energie in Gebäuden auszuschöpfen, müssen zahlreiche soziale, finanzielle und technische Hindernisse überwunden und administrative Herausforderungen bewältigt werden. So soll es beispielsweise den Verbrauchern bei der Renovierung ihrer Wohnungen und Häuser ermöglicht werden, sich für die energieeffizienteren Lösungen zu entscheiden Neben einem angemessenen Rechtsrahmen ist dabei vor allem die Finanzierung ein wichtiger Aspekt. Zu diesem Zweck soll eine neue Maßnahme „Intelligente Finanzierung für intelligente Gebäude“ in enger Zusammenarbeit mit der Europäischen Investitionsbank (EIB) zusätzliche öffentliche und private Mittel für Energieeffizienz und erneuerbare Energien mobilisieren. **Stand:** Die Initiative ist Teil des Pakets „Saubere Energie für alle Europäer“; sie ist am 06.02.2018 beschlossen worden. **Zahlen:** 10 Milliarden Euro für die Maßnahme „Intelligente Finanzierung für intelligente Gebäude“ bis zum Jahr 2020
8.	Novelle der Verordnung zum Elektrizitätsbinnenmarkt	**Ziel:** Weiterentwicklung und Stärkung des europäischen Strombinnenmarkts **Inhalt:** Die Strommarkt-Verordnung enthält eine Vielzahl von Regelungen zur Ausgestaltung und Weiterentwicklung des europäischen Strommarktes. Dazu gehören unter anderem Rahmenbedingungen für die Stromgroßhandels- und Regelenergiemärkte, die den grenzüberschreitenden Stromhandel vereinfachen und den Marktzugang für verschiedene Flexibilitätsoptionen erleichtern. Es wird außerdem geregelt, dass Mitgliedstaaten selbst darüber entscheiden dürfen, wie sie ihre Netzengpässe lösen. Sie können dafür ihre Gebotszonen neu zuschneiden oder ihre Netzengpässe durch Netzausbau, Optimierung des Bestandsnetzes und Redispatch lösen. Hierfür hat Deutschland den Aktionsplan Gebotszone Ende 2019 bei der EU-Kommission eingereicht. Darüber hinaus enthält die Verordnung Vorgaben, wie zukünftig Versorgungssicherheit untersucht werden soll. Außerdem werden Rahmenbedingungen für Kapazitätsmechanismen gesetzt, die temporär, marktbasiert und technologieneutral sein sollen und in Zukunft keine CO_2-intensiven Kraftwerke mehr fördern dürfen. Weitere Regelungsinhalte betreffen die Struktur und Aufgaben der europäischen Zusammenschlüsse der Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber sowie die rechtlichen Grundlagen für Network Codes und Guidelines. **Stand:** Die Verordnung ist Teil des Pakets „Saubere Energie für alle Europäer“ und seit 01.01.2020 in Kraft.
9.	Novelle der Richtlinie zum Elektrizitätsbinnenmarkt	**Ziel:** Ausbau von Flexibilität, Wettbewerbsfähigkeit und fairer Preisbildung im Strommarkt; Verbraucher im Mittelpunkt der Energiewende **Inhalt:** Die Strommarkt-Richtlinie stärkt die Rechte der Verbraucher in vielfältiger Weise. Verbraucher sollen u. a. beispielsweise ihren Stromverbrauch nun leichter selbst steuern und kontrollieren können, z. B. über dynamische Strompreisverträge, die die Börsenpreise für Strom widerspiegeln, oder z. B. auch durch den Einsatz von intelligenten Messsystemen (Smart Meter), die den Verbrauchern eine transparente Übersicht über ihren Stromverbrauch liefern. Verbraucher können als sog. aktive Kunden an den Strommärkten teilnehmen oder sich zu Energiegesellschaften zusammenschließen. Auch Aggregatoren sollen zur Flexibilisierung der Märkte beitragen. Zudem ist u. a. geregelt, dass Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber unter eng gefassten Bedingungen Batteriespeicher betreiben und besitzen dürfen, wenn die Investmententscheidung bis zum Jahr 2024 getroffen wird. **Stand:** Die Richtlinie als Teil des Pakets „Saubere Energie für alle Europäer“ musste bis zum 31.12.2020 in nationales Recht umgesetzt werden.
10.	Novelle der ACER-Verordnung	**Ziel:** Anpassung der Tätigkeit der ACER (europäischer Energieregulierer) an das neue Strommarktdesign **Inhalt:** Die ACER-Verordnung stärkt die Agentur für die Zusammenarbeit der europäischen Energieregulierungsbehörden (ACER). ACER erhält zusätzliche Kompetenzen, zum Beispiel zur Genehmigung einer Methode für das europäische Monitoring zur Versorgungssicherheit. Zudem wird die Rolle der Arbeitsgruppen in ACER formalisiert und so innerhalb der ACER-Organisation gestärkt. **Stand:** Die Verordnung ist Teil des Pakets „Saubere Energie für alle Europäer“ und in Kraft.
11.	Risikovorsorge-Verordnung	**Ziel:** Die Verordnung setzt einen Rahmen für die Prävention und Bewältigung von Stromversorgungskrisen und verpflichtet Mitgliedstaaten zu solidarischer Zusammenarbeit. **Inhalt:** Die Verordnung verpflichtet ENTSO-E sowie die zuständigen nationalen Behörden, relevante Szenarien für Stromversorgungskrisen in verschiedenen Regionen bzw. Mitgliedstaaten der EU zu entwickeln. Darüber hinaus müssen die nationalen Behörden Risikovorsorgepläne erstellen, die Maßnahmen zur Prävention und Bewältigung von Stromversorgungskrisen enthalten. Grenzüberschreitende Maßnahmen sind zwischen Mitgliedstaaten abzustimmen, nicht-marktkonforme Maßnahmen sind nur in Ausnahmefällen zulässig. Steht eine Versorgungskrise in einem Mitgliedstaat bevor, so hat dieser die Kommission und betroffene Mitgliedstaaten vorab zu warnen. Bei der Bewältigung der Krise sollen die Mitgliedstaaten zusammenarbeiten und sich gegenseitig unterstützen. **Stand:** Die Risikovorsorge-Verordnung ist zum 25.06.2019 in Kraft getreten und seitdem gültig. Aktuell werden die relevanten regionalen Szenarien für Stromversorgungskrisen von ENTSO-E bestimmt. Ein erster Entwurf für eine Übersicht und Beschreibung regionaler Szenarien wurde am 7.9.2020 von ENTSO-E veröffentlicht und wird derzeit auf Basis von Kommentierungen u. a. durch die MS überarbeitet.

	Instrument	Umsetzungsstand
12.	Mitteilung der Kommission zu 15-Prozent-Interkonnektivitätsziel bis 2030	**Ziel/Inhalt:** Der Ausbau von Grenzkuppelstellen soll in der EU verstärkt werden, um bestehende Engpässe zu verringern und somit die physikalischen Voraussetzungen für den Strombinnenmarkt weiter zu verbessern, die Integration erneuerbarer Energien zu vereinfachen und die Versorgungssicherheit zu stärken. Der Europäische Rat hat im Oktober 2014 deshalb die Bedeutung ausreichender Grenzkuppelstellenkapazität für den Strombinnenmarkt hervorgehoben und das von der Kommission vorgeschlagene Verbundziel von 15 % für das Jahr 2030 aufgegriffen. **Stand/Zahlen:** Mit der Verabschiedung des EU-Clean-Energy-Pakets wurde das Stromverbundziel von 15 % für das Jahr 2030 festgelegt und operationalisiert. Hierzu werden zukünftig drei Schwellenwerte herangezogen, bei deren Überschreitung Handlungsbedarf angezeigt wird. (1) Die Differenz bei den Großhandelspreisen zwischen den Mitgliedstaaten, Regionen oder Gebotszonen übersteigt einen Richtschwellenwert von 2 EUR/MWh. (2) Die nominale Übertragungskapazität der Verbindungsleitungen beträgt weniger als 30 % der Spitzenlast. (3) Die nominale Übertragungskapazität der Verbindungsleitungen beträgt weniger als 30 % der installierten Erzeugungskapazität aus erneuerbaren Energien. Neue Verbindungsleitungen werden einer sozioökonomischen und ökologischen Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen und dürfen nur dann gebaut werden, wenn der mögliche Nutzen die Kosten übersteigt.
13.	Green Deal	**Ziel:** Umfassende Klimaschutz- und Wachstumsstrategie der EU KOM **Inhalt:** Die Mitteilung „Der europäische Grüne Deal“ vom 11.12.2019 formuliert ein sehr breit angelegtes Programm, insbesondere um Europa bis 2050 zum ersten klimaneutralen Kontinent zu machen. Sie kündigt eine Vielzahl von Maßnahmen an, u. a. in den Bereichen Energie, Kreislaufwirtschaft, Finanzen, Mobilität, Ernährung, biologische Vielfalt, Luftreinhaltung und Chemikalien. Sie nimmt auch die Integration von Nachhaltigkeit im Sinne der Agenda 2030 sowie gerechte Veränderungsprozesse und eine faire, partizipative Gesellschaft in den Blick. **Zahlen:** Über 50 Einzelmaßnahmen angekündigt
14.	Europäisches Klimagesetz	**Ziel:** Schaffung klimapolitischen Rechtsrahmens zur Verwirklichung der EU-Emissionsreduktionsziele **Inhalt:** u. a. rechtliche Festschreibung des Ziels der Treibhausgasneutralität der EU bis 2050. Gemäß geändertem Vorschlag der EU-KOM von September 2020 soll 2030-Emissionsminderungsziel von mind. -55 % ggü. 1990 verankert werden. Überprüfung der Fortschritte beim Erreichen des Ziels von Mitgliedstaaten und EU durch EU-KOM. **Zahlen:** Ursprünglicher Verordnungsvorschlag von März 2020; geänderter Vorschlag mit 55 %-Emissionsminderungsziel bis 2030 wurde im September 2020 vorgelegt. Verordnungsvorschlag befindet sich noch im Gesetzgebungsprozess.
15.	Climate Target Plan	**Ziel:** Eine ehrgeizigere und kosteneffizientere Ausrichtung zur Erreichung der Klimaneutralität bis 2050 **Inhalt:** Mit dem Klimazielplan für 2030 schlägt die Kommission vor, das EU-Ziel zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen bis 2030 auf mindestens 55 % im Vergleich zum Niveau von 1990 anzuheben. Ein ehrgeizigeres Ziel bis 2030 bietet jetzt schon Gewissheit für politische Entscheidungsträger und Investoren, damit künftige Entscheidungen keine Emissionslevel enthalten, die dem EU-Ziel der Klimaneutralität bis 2050 entgegenstehen. **Stand:** Die EU-Staats- und Regierungschefs haben sich auf dem Europäischen Rat am 10./11. Dezember 2020 – gemäß dem Vorschlag der EU-Kommission – auf eine Anhebung des EU-Klimaziels für das Jahr 2030 auf mindestens 55 % geeinigt. Die Europäische Kommission wird nun mit der Ausarbeitung detaillierter Legislativvorschläge zur Erreichung dieses Ziels beginnen. Sie wird bis Juni 2021 alle einschlägigen Politikinstrumente überprüfen und gegebenenfalls eine Überarbeitung vorschlagen, damit die zusätzlichen Emissionsreduktionen erreicht werden können.
16.	Energiebezogene Aspekte des „Recovery Plans“	**Ziel:** Durch die Fokussierung auf bestimmte Bereiche, wie z. B. den Energiesektor, will die EU-Kommission erreichen, dass die Aufbau- und Resilienzpläne der EU-Mitgliedstaaten den grünen und digitalen Wandel der Union vorantreiben. Insgesamt müssen die Pläne mind. 37 % klimabezogener Ausgaben enthalten (zusätzlich mind. 20 % für Digitales). **Inhalt:** Die EU-Kommission sieht insgesamt sieben Schlüsselbereiche für die Verwendung der Mittel im Rahmen der Aufbau- und Resilienzpläne vor, die u. a. den Energiesektor betreffen. Im Vordergrund stehen hier insbesondere die frühzeitige Bereitstellung zukunftssicherer, sauberer Technologien und die Beschleunigung der Entwicklung und des Einsatzes erneuerbarer Energie, die Verbesserung der Energieeffizienz öffentlicher und privater Gebäude. Weitere Schwerpunkte bilden die Förderung zukunftssicherer sauberer Technologien zur Beschleunigung des Einsatzes nachhaltiger, erschwinglicher und intelligenter Verkehrsmittel, die Schaffung von Lade- und Betankungsstationen und der Ausbau der öffentlichen Verkehrsmittel. **Stand:** Der Recovery Plan der BReg wird derzeit abgestimmt und soll spätestens zum April 2021 an die EU-Kommission übermittelt werden.

	Instrument	Umsetzungsstand
17.	Europäischer Fonds für Regionale Entwicklung (EFRE)	**Ziel:** Der Fokus der neuen Förderperiode liegt auf dem innovativen und intelligenten wirtschaftlichen Wandel sowie dem Klima- und Umweltschutz. **Inhalt:** Der Europäische Fonds für Regionale Entwicklung (EFRE) ist das wichtigste Förderinstrument zur Modernisierung der Wirtschaftsstruktur in den europäischen Regionen. Im Bereich Klimaschutz liegt der Fokus auf erneuerbare Energien, Energieeffizienzmaßnahmen und Maßnahmen zur CO_2-Reduzierung. **Stand/Zahlen:** Europaweit sind für den EFRE 330 Mrd. EUR in der Förderperiode 2021 – 2027 vorgesehen.
18.	Mechanismus für den gerechten Übergang/Just Transition Mechanism (JTM)	**Ziel:** Unterstützung zur Bewältigung der sozialen und wirtschaftlichen Folgen des Strukturwandels infolge des Klimaneutralitätsziels 2050 **Inhalt:** Der Just Transition Mechanism steht auf drei Säulen: 1) dem Just Transition Fund, der mithilfe der Strukturen der EU-Strukturfonds vom Strukturwandel besonders betroffenen Regionen Unterstützung vor allem durch Zuschüsse anbieten soll, 2) der Öffnung von InvestEU für Strukturwandel-Finanzierungen, und 3) der Kreditfazilität des öffentlichen Sektors (Public Sector Loan Facility), die Investitionsunterstützung für die öffentliche Hand bereitstellen soll. **Stand:** Die Verhandlungen zu den Rechtsakten der Säulen des JTM und insbesondere zu den Mittelansätzen 2021-27 sind noch nicht sämtlich abgeschlossen (noch offen: Public Sector Loan Facility; politisch abgeschlossen wurden die Verhandlungen zur Just Transition Facility, mit Inkrafttreten ist im 2. Quartal 2021 zu rechnen).
19.	EU-Aktionsplan „Finanzierung nachhaltigen Wachstums“	**Ziel:** Kapitalflüsse auf nachhaltige Investitionen umlenken, um ein nachhaltiges Wachstum und allg. auch nachhaltigeres Wirtschaftssystem zu erreichen; finanzielle Risiken, die sich aus dem Klimawandel, der Ressourcenknappheit, der Umweltzerstörung und sozialen Problemen ergeben, bewältigen; Transparenz und Langfristigkeit in der Finanz- und Wirtschaftstätigkeit fördern. **Inhalt:** Der Aktionsplan kündigt verschiedene Maßnahmen an, um die o. g. Ziele zu erreichen. Dazu gehören beispielsweise die Einführung eines EU-Klassifikationssystems für nachhaltige Wirtschaftsaktivitäten (die sog. EU-Taxonomie), die Entwicklung von Normen und Kennzeichen für umweltfreundliche Finanzprodukte sowie von Nachhaltigkeitsbenchmarks und die Förderung von Investitionen in nachhaltige Projekte. **Stand:** Der Aktionsplan wurde im März 2018 als Mitteilung der EU-Kommission veröffentlicht und seine Maßnahmen werden sukzessive umgesetzt. So wurde bspw. zu dem zentralen Vorhaben der EU-Taxonomie im Dezember 2019 eine politische Einigung über die entsprechende Verordnung erzielt, im Juni 2020 wurde diese im Amtsblatt der EU veröffentlicht und nun mit technischen Schwellenwerten konkretisiert. Die sog. „Renewed Sustainable Finance Strategy“ wurde von der Kommission für die ersten Monate des Jahres 2021 angekündigt und soll dem Aktionsplan „Finanzierung nachhaltigen Wachstums“ nachfolgen.
20.	Strategie zur Integration des Energiesystems („Energy Systemintegration“)	**Ziel:** Die Strategie stellt dar, wie der Übergang zu einem stärker integrierten Energiesystem beschleunigt werden kann – einem System, das eine klimaneutrale Wirtschaft zu den geringstmöglichen Kosten für alle Sektoren unterstützt und gleichzeitig die Energieversorgungssicherheit stärkt, die Gesundheit und die Umwelt schützt sowie Wachstum und Innovation fördert und die industrielle Führungsrolle weltweit festigt. **Inhalt:** Es werden konkrete politische und ab 2021 legislative Maßnahmen auf EU-Ebene vorgeschlagen, um schrittweise ein neues integriertes Energiesystem zu gestalten. Die Maßnahmen betreffen insbesondere folgende Bereiche: • Steigerung der Energieeffizienz, beispielsweise durch Nutzung von Abwärme aus Industrieanlagen und Rechenzentren; • schnellere Elektrifizierung des Endenergieverbrauchs mit kontinuierlich steigender Versorgung von Strom aus erneuerbaren Quellen; • Förderung erneuerbarer und CO_2-armer Brennstoffe – das betrifft u. a. Wasserstoff, für den eine eigene Wasserstoffstrategie veröffentlicht wurde (siehe Maßnahme 21); • Stärkung wettbewerblicher und verbraucherorientierter Märkte; • bessere Integration der Infrastrukturen; • Unterstützung der Digitalisierung des Energiesystems. **Stand:** Die Strategie wurde als Mitteilung der EU-Kommission im Juli 2020 veröffentlicht. Die enthaltenen Maßnahmen sind zunächst nur Vorschläge. Um sie umzusetzen, müssen sie im Einzelnen konkret auf EU-Ebene vorgeschlagen und verhandelt werden.

	Instrument	Umsetzungsstand
21.	EU-Wasserstoffstrategie	**Ziel:** Die Strategie ergänzt die Strategie zur Integration des Energiesystems und soll zum schrittweisen Aufbau eines europäischen Wasserstoffmarktes beitragen. **Inhalt:** Die EU-Kommission stellt darin eine strategische Roadmap vor, die anzeigen soll, wie Wasserstoff (insbesondere aus erneuerbaren Quellen) bis 2050 zur Erreichung eines dekarbonisierten europäischen Energie- und Wirtschaftssystems beitragen kann. Daneben kündigt sie an, ein System der europaweiten Zertifizierung von erneuerbarem und CO_2-armem Wasserstoff sowie geeignete Förderregelungen zu schaffen (z. B. Carbon Contracts for Difference). Nicht zuletzt sollen die notwendigen Infrastrukturen geschaffen, Forschung und Innovation vorangebracht und internationale Partnerschaften aufgebaut werden. Die Strategie bringt auch die „Europäische Allianz für sauberen Wasserstoff" auf den Weg, die dazu beitragen soll, die Maßnahmen zu unterstützen und umzusetzen sowie Investitionen zu fördern. Die Strategie ist eng verzahnt mit anderen EU-Initiativen wie der Strategie für die Integration des Energiesystems, dem InvestEU-Programm sowie der anstehenden Strategie der Kommission für nachhaltige und intelligente Mobilität. **Stand:** Die Strategie wurde als Mitteilung der EU-Kommission Anfang Juli 2020 veröffentlicht. Die enthaltenen Maßnahmen sind zunächst nur Vorschläge. Um sie umzusetzen, müssen sie im Einzelnen konkret auf EU-Ebene vorgeschlagen und verhandelt werden. **Zahlen:** In der ersten Phase, von 2020 bis 2024, sollen für die Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff Elektrolyseure mit einer Elektrolyseleistung von mindestens 6 GW installiert und bis zu 1 Mio. t erneuerbarem Wasserstoff erzeugt werden; in einer zweiten Phase, von 2025 bis 2030, sollen in der EU Elektrolyseure mit einer Elektrolyseleistung von mindestens 40 GW installiert und bis zu 10 Mio. t erneuerbarem Wasserstoff erzeugt werden; in einer dritten Phase, von 2030 bis 2050, sollten die Technologien für erneuerbaren Wasserstoff ausgereift sein und in großem Maßstab eingesetzt werden.
22.	Strategie für erneuerbare Energien auf See	**Ziel:** Die Strategie der EU-Kommission soll darlegen, wie das Potenzial der erneuerbaren Energien auf See genutzt werden kann, um Klimaneutralität bis 2050 zu erreichen und gleichzeitig zur wirtschaftlichen Erholung nach Covid-19 beizutragen. **Inhalt/Zahlen:** Die EU-Kommission schätzt, dass bis 2050 300 GW an Offshore-Windenergieanlagen und 40 GW an anderen Meeresenergien in europäischen Gewässern installiert sein müssen, um Klimaneutralität bis 2050 zu erreichen. Deswegen schlägt sie eine Reihe von Maßnahmen auf EU-Ebene vor, um den Ausbau voranzubringen. Angedacht ist zum Beispiel eine bessere Koordinierung der Mitgliedstaaten bei der jeweiligen nationalen Raum- und Netzplanung, eine Verbesserung des regulatorischen Rahmens für gemeinsame, grenzüberschreitende Projekte sowie Hybridprojekte, die Offshore-Netzanbindungs- und Interkonnektoren-Funktionen verbinden, die Förderung von Forschung und Entwicklung und die Stärkung von europäischen Wertschöpfungsketten. **Stand:** Die Strategie wurde am 18.11.2020 beschlossen und am 19.11.2020 veröffentlicht. Sie dient als erster Diskussionsvorschlag der Kommission. Sie bildet die Basis für weitere Gesetzesinitiativen, Leitlinien und Maßnahmen, welche in den nächsten Jahren vorgeschlagen und mit den Mitgliedstaaten diskutiert werden.
23.	Renovierungswelle	**Ziel:** Die für Oktober 2020 angekündigte Renovierungswelle der KOM (RW) ist Teil des EU Green Deals und ein Kernelement der EU Recovery nach der Covid-19-Pandemie. Ziel der RW ist es, durch eine deutliche Steigerung der Sanierungsrate (mind. Verdoppelung) einen signifikanten Beitrag zur Erreichung der Energie- und Klimaziele (durch Steigerung von Effizienz und EE) zu leisten, die Energiearmut in der EU zu verringern und konjunkturelle Impulse für die EU Recovery nach der Covid-19-Pandemie zu setzen. **Inhalt:** Die Renovierungswelle ist Teil des EU Green Deals. Die Kommission hat sich mit der Renovierungswelle zum Ziel gesetzt, die energetische Sanierung von Wohn- und Nichtwohngebäuden schneller und tiefgreifender zu vollziehen. Dafür soll die EU-weite jährliche Sanierungsrate bis 2030 mindestens verdoppelt werden. Bis 2030 sollen 35 Millionen Gebäude in der EU saniert und zusätzlich 160.000 „grüne" Arbeitsplätze im Bausektor geschaffen werden. Die Schwerpunkte der Renovierungswelle sind insbesondere Information, Rechtssicherheit und Anreize (u. a. Ankündigung von Novelle der EPBD, EED, RED II), Finanzierung (öffentlich und privat), Kompetenzen und technische Beratung, „grüne" Arbeitsplätze, nachhaltiges Bauen, Lebenszyklus-Ansatz, Digitalisierung, integrierter, partizipatorischer und nachbarschaftlicher (Quartiers-)Ansatz sowie Ansatz „Neues Europäisches Bauhaus". **Stand:** Die Europäische Kommission hat am 14.10.2020 eine Mitteilung für eine Renovierungswelle („Renovation wave for Europe – greening our buildings, creating jobs, improving lives") vorgelegt. Die Kommission hat mit der Initiative nicht-legislative und legislative Maßnahmen für den Zeitraum 2020 bis 2024 angekündigt.

	Instrument	Umsetzungsstand
24.	Entwurf einer langfristigen EU-Klimaschutzstrategie	**Ziel:** Die Strategie stellt Szenarien bis 2050 vor, die mit dem Ziel des Pariser Klimaübereinkommens, die globale Erderwärmung bei deutlich unter 2°C, möglichst 1,5°C zu begrenzen, konform sind. **Inhalt:** Um bis 2050 die Netto-Treibhausgasemissionen auf null zurückzuführen, will die Kommission noch stärker auf erneuerbare Energien und Energieeinsparungen setzen. So soll im Jahr 2050 der Anteil der erneuerbaren Energie an der Stromerzeugung mindestens 80 Prozent betragen und der Energieverbrauch um die Hälfte gesunken sein. Darüber hinaus sollen Industrie und Verkehr stärker elektrifiziert, emissionsarme Mobilitäts-Optionen vermehrt genutzt und die Kreislaufwirtschaft befördert werden. Unvermeidbaren Emissionen, beispielsweise in der Landwirtschaft, soll zum einen durch natürliche CO_2-Senken, zum anderen durch CO_2-Abscheidung und -Speicherung entgegengetreten werden. **Zahlen:** Insgesamt erfordert die Dekarbonisierung der europäischen Wirtschaft zusätzlich Investitionen von jährlich 175 bis 290 Milliarden Euro – je nach zu verwirklichendem Szenario. Das sind 2,8 % des Bruttoinlandsprodukts statt der bisher investierten 2 %. **Stand:** Die Europäische Union hat am 7. März 2020 ihre langfristige Klimastrategie an die Vereinten Nationen kommuniziert. Sie formuliert das Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2050. Die EU-Strategie basiert auf der Mitteilung „Ein sauberer Planet für alle“ der EU-Kommission, welche die Vision einer treibhausgasneutralen EU bis 2050 erstmals darstellte.
25.	Verordnung zur Aufstellung des Programms für Umwelt- und Klimapolitik (LIFE)	**Ziel:** Schutz, Wiederherstellung und Verbesserung der Umweltqualität sowie Eindämmung und Umkehrung des Verlusts der biologischen Vielfalt und der Schädigung der Ökosysteme sowie Unterstützung des Übergangs zu einem nachhaltigen, kreislauforientierten, energieeffizienten, auf erneuerbare Energien gestützten, klimaneutralen und klimaresistenten Wirtschaftssystem **Inhalt:** Das LIFE-Programm, das bereits in der Haushaltsperiode 2014 – 2020 existiert, soll in der Periode 2021 – 2027 fortgeführt werden. Gefördert werden sollen Projekte u. a. in einem neuen Teilprogramm zur Energiewende, die dazu beitragen, Kapazitäten aufzubauen und Kenntnisse und Innovationen zu verbreiten, um die Erneuerbare-Energien- und Effizienzziele auf EU-Ebene zu erreichen. **Stand:** Die Verordnung zur Fortführung des LIFE-Programms wurde von der EU-Kommission im Juni 2018 vorgeschlagen. **Zahlen**: Das Programm soll insgesamt mit 4,81 Milliarden Euro ausgestattet sein; davon ist ein großer Teil für den Bereich Klimapolitik vorgesehen, der auch das Teilprogramm Energiewende umfasst.
26.	EU-Ökodesign-Richtlinie	**Ziel:** Die EU-Ökodesign-Richtlinie schafft einen Rahmen für die umweltgerechte Gestaltung energieverbrauchsrelevanter Produkte. **Inhalt:** Die Ökodesign-Produktverordnungen mit ihren Mindestanforderungen an die Energie- und Ressourceneffizienz sorgen dafür, dass ineffiziente Produkte nicht mehr auf dem Markt erlaubt sind. **Stand:** Die Bundesregierung begleitet die Weiterentwicklung der Ökodesign-RL und ihrer Produktverordnungen regelmäßig eng mit.
27.	Strategie zur Verringerung der Methanemissionen	**Ziel:** Die Verringerung der Methanemissionen ist eine der vorrangigen Initiativen des Green Deal der EU KOM. Die angekündigte Methanstrategie soll den Übergang zu einem sauberen Energiesystem unterstützen. Die Strategie zielt darauf ab, die Temperaturentwicklung bis 2050 zu drosseln, die Luftqualität zu verbessern und die weltweite Führungsrolle der EU im Kampf gegen den Klimawandel zu stärken. **Inhalt:** EU KOM möchte die Methanstrategie als integrierte Strategie erstellen. Sie soll neben dem Bereich Energie auch die Bereiche Abfall und Landwirtschaft umfassen, da diese drei Bereiche fast die gesamten anthropogenen Methanemissionen abbilden. Hinsichtlich energiebezogener Methanemissionen soll die gesamte Wertschöpfungskette im Gas-, Öl- und Kohlebereich betrachtet werden, innerhalb und außerhalb der EU. Da Methanemissionen über nationale Grenzen hinausgehen, betont der europäische Green Deal auch die Notwendigkeit einer internationalen Zusammenarbeit, z. B. die Zusammenarbeit mit multilateralen Initiativen. **Stand:** Die EU-Kommission hat hierzu im Oktober 2020 eine Mitteilung (Communication) über eine EU-Strategie zur Verringerung der Methanemissionen veröffentlicht. Zudem ist ein Gesetzgebungsvorschlag im ersten Halbjahr 2021 geplant.
28.	Europäischer Klimapakt	**Ziel:** Der europäische Klimapakt hat zum Ziel, Interessenträger und Zivilgesellschaft zu Klimaschutzmaßnahmen und nachhaltigerem Verhalten zu bewegen. Er konzentriert sich auf die Sensibilisierung für das Thema Klimaschutz und die Unterstützung von Maßnahmen. **Inhalt:** Die EU-Kommission plant, ein spezielles Sekretariat einzurichten, um die Umsetzung des Pakts zu unterstützen. Es soll bei der Information und Kommunikation zum Klimaschutz, bei der Einbeziehung von Bürgern und Interessenträgern sowie beim Aufbau der Governance und Umsetzung des Pakts helfen. Um die Öffentlichkeit für den Klimaschutz zu sensibilisieren, sollen u. a. Klimaschutzbotschafterinnen und -botschafter ernannt und das Thema Klimaschutz stärker in Bildungsprogramme integriert werden. Innerhalb des Pakts sollen bereits bestehende Klimaschutz-Initiativen unterstützt werden; ein besonderer Fokus wird dabei auf den Bereichen Grünflächen, grüne Mobilität, grüne Gebäude und grüne Kompetenzen liegen. **Stand:** Die EU-Kommission hat hierzu im Dezember 2020 eine Mitteilung (Communication) veröffentlicht.

	Instrument	Umsetzungsstand
29.	Grenzüberschreitender Netzausbau	**Ziel:** Der Ausbau von Grenzkuppelstellen soll vorangetrieben werden, um die physischen Voraussetzungen für den Strombinnenmarkt weiter zu verbessern, die Integration erneuerbarer Energien zu vereinfachen und die Versorgungssicherheit zu stärken. Auch zur Erreichung des europäischen 10-Prozent-Verbundziels im Jahr 2020 sowie dessen Weiterentwicklung mit dem Zieljahr 2030 ist die Realisierung (schon laufender, aber auch) weiterer Netzausbauvorhaben erforderlich. **Inhalt:** Gesetzlich verankert sind zehn Interkonnektoren-Projekte, mit denen zahlreiche Kuppelstellen zu unseren Nachbarn weiter ausgebaut werden. Zusätzliche vier Interkonnektoren-Projekte sollen durch die BBPlG-Novelle 2020 in das Gesetz aufgenommen werden. **Stand:** Sieben der zehn gesetzlich verankerten Interkonnektor-Vorhaben sind bereits in Betrieb bzw. sollen bis spätestens 2023 in Betrieb genommen werden. Die konkrete Planung und Genehmigung der 2019 im Netzentwicklungsplan neu bestätigten Vorhaben wird erst nach Aufnahme dieser Vorhaben in das Bundesbedarfsplangesetz Anfang 2021 erwartet. **Zahlen:** Durch Realisierung aller geplanten Interkonnektoren werden über 1000 Leitungskilometer verstärkt oder neu gebaut und die für den Stromhandel verfügbare Grenzkuppelkapazität bis 2030 etwa verdoppelt.
30.	Regionale Kooperationen	**Ziel:** In regionalen Kooperationen können Mitgliedstaaten an gemeinsamen Projekten arbeiten, sich in den Umsetzungsprozess europäischer Regelungen einbringen, neue Politikmaßnahmen testen, bevor diese europäisches Recht werden, und sich regelmäßig direkt über die Entwicklungen in den jeweiligen Nachbarländern austauschen. Damit fördern regionale Kooperationen das gegenseitige Verständnis für die jeweiligen nationalen Herausforderungen und führen zu einer weiteren Integration der europäischen Strommärkte. Auch im Hinblick zur Erstellung des NECP der Bundesregierung ist regionale Kooperation von zentraler Bedeutung. **Inhalt:** Es gibt eine Vielzahl bilateraler und multilateraler Kooperationen Deutschlands und der EU-Mitgliedstaaten. Einige bedeutende Kooperationen seien hier beispielhaft aufgeführt: • Der Kreis der Stromnachbarn diente zuletzt v. a. dazu, die DEU-Nachbarstaaten über den Kohleausstieg zu informieren und ein gemeinsames Verständnis beim Monitoring von Versorgungssicherheit zu diskutieren. • Das Pentalaterale Energieforum arbeitet derzeit unter anderem an regionalen Versorgungssicherheitsberichten, an einer intensiveren Kooperation bei der Krisenvorsorge und einer gemeinsamen Vision für das Stromsystem 2050. • Seit 2009 tauschen sich die fünf Länder Belgien, Luxemburg, die Niederlande, Frankreich und Deutschland zur Sicherstellung der Gasversorgung und zu aktuellen Gasfragen aus. • Die institutionalisierte Nordseekooperation im Energiebereich besteht seit dem Jahr 2016 und umfasst die Bereiche Maritime Raumplanung, Netzentwicklung und Koordinierung, Förderung und Finanzierung von Windenergie auf See sowie die Standardisierung im Energiebereich auf See. Im Jahr 2020 wird unter deutscher Co-Präsidentschaft in der Nordsee-Energiekooperation der Abbau von Hemmnissen für hybride und gemeinsame Offshore-Windparkprojekte mit Anschluss an mehrere Länder näher untersucht. Aktuell sind die Arbeiten der Nordsee-Energiekooperation ein wichtiger Input für die Behandlung des Themas Offshore-Windenergie im EU-Rat unter deutscher Präsidentschaft. • Die Ostseekooperation BEMIP behandelt u. a. die Kopplung der Strommärkte in der Region sowie regionale Aspekte der Versorgungssicherheit und erneuerbarer Energien. • Die TEN-E regional groups, jeweils für Gas, Öl und Strom, kooperieren in Bezug auf die entsprechende Transportinfrastruktur. • Beispiele für bilaterale Kooperationen: „Smart Border Initiative“ zwischen Deutschland und Frankreich mit dem Ziel, die Bewirtschaftung der Verteilernetze in der Region Saarland-Lothringen über ein virtuelles Managementtool sowie über eine neue physische Verbindung auf Verteilernetzebene zu optimieren. Deutsch-belgische Strombrücke als Verbindung zwischen beiden nationalen Stromnetzen. Hier hat der Aufbau begonnen mit dem Ziel, den Netzbetrieb in der Region zu stabilisieren und den belgischen Bedarf an Strom aus Deutschland zu decken.
31.	Strom-Engpassbewirtschaftung an der deutsch-österreichischen Grenze	**Ziel:** Weniger Netzbelastungen in Deutschland, Polen und Tschechien, mehr Versorgungssicherheit und Kosteneinsparungen bei den Netzbetreibern **Inhalt:** Die Strom-Handelsflüsse zwischen Deutschland und Österreich haben ein Ausmaß erreicht, das über die Transportfähigkeit der Netze hinausgeht. Deshalb haben sich beide Länder auf die Einführung einer Engpassbewirtschaftung ab Oktober 2018 geeinigt. Seitdem wird der Stromhandel mit dem Ziel beschränkt, dass dieser besser der tatsächlich verfügbaren Übertragungskapazität an der Grenze entspricht. Mindestens 4,9 GW sollen dem Handel jedoch jederzeit zur Verfügung stehen. **Stand:** Die Strom-Engpassbewirtschaftung ist im Oktober 2018 in Kraft getreten. **Zahlen:** Die deutschen Stromkunden werden um mehrere Hundert Millionen Euro pro Jahr entlastet.

	Instrument	Umsetzungsstand
32.	Novelle der TEN-E-Verordnung	**Ziel:** Neuer Ansatz für die grenzüberschreitende Infrastrukturplanung, der den Aspekten 2030-Klima-Ziel, Treibhausgasneutralität der EU bis 2050 zu erreichen, erneuerbare Energien zu fördern und den Green Deal umzusetzen, Rechnung trägt. **Inhalt:** Die Novellierung soll Hindernisse für Sektorintegration beseitigen und die Verordnung stärker an erneuerbare Energien ausrichten. Hierzu sollen neue Kategorien für Wasserstoff, Elektrolyseurvorhaben und Smart Gas Grids geschaffen werden. Offshore-Vorhaben sollen gestärkt werden. Dafür werden konventionelle Öl- und Gasvorhaben von der VO ausgeschlossen. Die Strom- und Gasnetzplanung soll miteinander verzahnt werden und es sollen Regeln für eine koordinierte langfristige und integrierte Offshore- und Onshore-Netzplanung eingeführt werden. Es werden Maßnahmen eingeführt, um Genehmigungsverfahren von PCI zu vereinfachen und zu straffen. Auch sollen die Transparenz und die Teilnahme an Konsultationen gestärkt werden. Außerdem werden für Verbindungsleitungen zu Drittstaaten sog. Vorhaben von gegenseitigem Interesse, die PCI-ähnliche Privilegien erhalten, eingeführt. **Stand:** Die EU-Kommission hat hierzu am 15.Dezember 2020 einen Vorschlag vorgelegt. Die VO soll am 01.01.2022 in Kraft treten und daher erst für die 6. (übernächste) PCI-Liste in Anwendung kommen.
33.	Programme zur Finanzierung der Strom- und Gasinfrastruktur	**Inhalt:** Die EU betreibt eine Politik des Aufbaus transeuropäischer Energienetze (TEN-E). Um den Investitionsbedarf in die Strom- und Gasinfrastruktur zu decken, werden verschiedene Programme genutzt, wie z. B. die Connecting Europe Fazilität (CEF) oder das Europäische Energieprogramm zur Konjunkturbelebung (EEPR). Die finanzielle Unterstützung der Union im Rahmen der CEF ist ein wichtiger Faktor bei der Umsetzung einiger entscheidender Energieinfrastrukturvorhaben von gemeinsamem Interesse („Projects of Common Interest", PCI) in den Bereichen Strom und Gas. **Stand:** Derzeit läuft die Haushaltsperiode 2014 – 2020. Rat und EU-Parlament haben sich im März 2019 auf eine Neuauflage der Connecting Europe Facility für die Haushaltsperiode 2021 – 2027 (CEF-Verordnung) geeinigt. Im Oktober 2019 hat die EU-Kommission die inzwischen vierte PCI-Liste vorgestellt. Sie umfasst insgesamt 151 Projekte im Bereich Energieinfrastruktur, von denen sich rund 70 Prozent mit Elektrizität und intelligenten Stromnetzen („Smart Grids") befassen, und ist als delegierte Verordnung (EU) 2020/389 der Kommission vom 31. Oktober 2019 in Kraft getreten. **Zahlen:** Insgesamt hat die EU-Kommission einen Investitionsbedarf in die europäische Strom- und Gasinfrastruktur von über 200 Mrd. Euro ausgemacht. In der laufenden Haushaltsperiode hat CEF ein Budget von über 30 Milliarden Euro, von denen gut 9 Mrd. Euro auf die Energieinfrastruktur entfallen. Der neue MFR 2021 – 2027 sieht ein Budget von rund 18,4 Mrd. Euro vor; davon sollen etwa 5,2 Mrd. Euro auf den Bereich Energie entfallen.
34.	Umsetzung der Richtlinie (EU) 2019/692 zur Änderung der Richtlinie 2009/73/EG über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt	**Ziel**: Umsetzung der Richtlinie vom 17.4.2019 **Inhalt:** Ausweitung des Regulierungsrechts des 3. Binnenmarktpaketes auf Gasleitungsverbindungen mit Drittstaaten, soweit diese Leitungen auf dem Hoheitsgebiet oder den Küstengewässern der Mitgliedstaaten verlaufen (betrifft Bestimmungen zum Drittzugang, zur Entgeltregulierung, zur eigentumsrechtlichen Entflechtung und zur Transparenz). **Stand:** Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens im November 2019
35.	Maßnahmen zur Diversifizierung der Gasinfrastruktur	**Ziel/Inhalt:** Die novellierte Verordnung über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung (EU) 2017/1938 erweitert im Bereich der Gasversorgung die Reihe der Maßnahmen zur Sicherstellung einer unterbrechungsfreien Gasversorgung in der gesamten Europäischen Union. Die Leitprinzipien der Verordnung bilden die regionale Zusammenarbeit im Rahmen der Krisenvorsorge und die gegenseitige solidarische Unterstützung der Mitgliedsstaaten untereinander bei der Bewältigung von Gasversorgungskrisen. Die Mitgliedstaaten ergänzen ihre Risikoanalysen, Präventions- und Notfallpläne um regionale Kapitel und arbeiten an bilateralen Abkommen zu solidarischen Gaslieferungen für den Fall eines Versorgungsdefizits, das der betroffene Mitgliedstaat nicht durch marktbasierte Maßnahmen beheben kann. Die Verordnung dient der Versorgungssicherheit mit Gas, sowohl im Rahmen der europäischen Fernleitungs- als auch der Verteilernetze. Maßnahmen zur Versorgungssicherheit in Europa werden zudem im Rahmen der „Gas Coordination Group" in Brüssel eng abgestimmt und koordiniert.
36.	Energiediplomatie Aktionsplan	**Ziel:** Kohärente EU-Energieaußenpolitik, die die geopolitischen Auswirkungen der Energiewende für die EU benennt und entsprechende außenpolitische Strategien formuliert. **Inhalt:** Der Energiediplomatie Aktionsplan nennt bisher vier prioritäre Handlungsfelder: Diversifizierung von Quellen, Lieferanten und Routen; Ausbau von Energiepartnerschaften und -dialogen; beständige Verbesserung der nuklearen Sicherheit; Gestaltung internationaler Energiearchitektur und multilateraler Initiativen. Das Auswärtige Amt hat in diesem Kontext die Stiftung Wissenschaft und Politik (SWP) beauftragt, eine Workshop-Reihe zum Thema „Geopolitics of Energy Transition" durchzuführen. Dies geschieht gemeinsam mit EAD, KOM, FRA AM, POL AM, ESP AM und weiteren Thinktanks. Bestandteil der Beauftragung sind 5 Workshops und mind. 3 wiss. Publikationen. Thema: Die Energiewende führt auch zu einem tiefgreifenden Wandel der internationalen Beziehungen. Die geopolitischen Auswirkungen sind dabei noch unterbeleuchtet. DEU und die EU müssen sich diesen Entwicklungen und Fragen im

	Instrument	Umsetzungsstand
36.	*Energiediplomatie Aktionsplan*	Sinne einer präventiven Außenpolitik stärker stellen. Der Zeitpunkt ist günstig: Eine erste umfassende Studie zu diesem Thema wurde im Januar 2019 von einer „Global Commission" unter dem Dach der IRENA veröffentlicht. Sie wurde von DEU (AA), NOR und ARE angestoßen und co-finanziert. **Stand/Zahlen:** Der Aktionsplan wurde im Juli 2015 beschlossen. Energie ist seither ein wichtiger Schwerpunkt der Zusammenarbeit der EU mit Nachbarländern. Pläne sehen einen noch stärkeren Austausch der EU mit Drittstaaten im Bereich Energiewende vor, um Wissensaustausch und Technologietransfer zu befördern. Das dazu laufende AA-SWP-Projekt wurde mit einem Abschlussworkshop im Oktober 2020 beendet. Der Europäische Auswärtige Dienst, die EU-Kommission und das AA planen Anfang 2021 Ratsschlussfolgerungen auf den Weg zu bringen, die die EU-Energie- und Klimaaußenpolitik im Lichte des Green Deals besser miteinander verzahnen.
37.	Marktstabilitätsreserve im EU-ETS	**Ziel:** Überschüsse im EU-ETS abbauen **Inhalt:** Wenn die Gesamtmenge der im Umlauf befindlichen Zertifikate 833 Millionen übersteigt, werden Zertifikate mit einer bestimmten Entnahmerate aus dem Markt genommen, in dem die Versteigerungsmengen verringert werden. Unterschreitet die Gesamtmenge der im Umlauf befindlichen Zertifikate die Marke von 400 Millionen, werden Zertifikate aus der Marktstabilitätsreserve (MSR) ausgegeben. Das EU-ETS kann auf diese Weise auch einen Teil der Minderungseffekte aufgrund zusätzlicher nationaler Maßnahmen berücksichtigen und die Zertifikatemenge verknappen. Zudem ist es den Mitgliedstaaten im Falle der Stilllegung von Stromerzeugungskapazitäten bei zusätzlichen nationalen Klimaschutzmaßnahmen nunmehr erlaubt, eine den Vorgaben der Emissionshandelsrichtlinie entsprechende Menge an Zertifikaten aus den nationalen Auktionsmengen zu löschen. Es gibt derzeit keine Entscheidung der Bundesregierung, ob sie von der Möglichkeit zur Löschung von Emissionszertifikaten Gebrauch macht. Der Kohleausstieg wird zu der Löschung von Zertifikaten führen; allerdings ist die Menge und der genaue Prozess noch nicht festgelegt. **Stand:** Die Marktstabilitätsreserve gilt seit 01.01.2019. **Zahlen:** Mit der Reform des EU-ETS für die vierte Handelsperiode wurde zudem beschlossen, dass die Menge an Emissionszertifikaten, die die Marktstabilitätsreserve abschöpfen soll, für fünf Jahre jedes Jahr bei 24 % liegen soll (anstatt der bislang vorgesehenen 12 %).
38.	Reform des EU-ETS für die vierte Handelsperiode 2021 – 2030	**Ziel:** Die Preissignale des EU-ETS sollen gestärkt und gleichzeitig die internationale Wettbewerbsfähigkeit der energieintensiven Industrie erhalten werden. **Inhalt:** Die Gesamtzahl der Emissionszertifikate wird ab dem Jahr 2021 um 2,2 % jährlich sinken, so dass Emissionen in den EU-ETS-Sektoren bis 2030 um 43 % gegenüber 2005 sinken. Die Nutzung von Zertifikaten aus internationalen Projektmechanismen ist nicht mehr möglich. Daneben werden die Regeln zur kostenlosen Zuteilung von Zertifikaten an bestimmte Emittenten grundsätzlich beibehalten, die sich gleichzeitig hohen Emissionen und starkem internationalem Wettbewerb gegenübersehen. Die Liste der Sektoren, die vom möglichen Carbon Leakage betroffen sind, wird auf Basis von Handels- und Emissionsintensitäten ermittelt. Darüber hinaus werden verschiedene Fonds zur Modernisierung von Energiesystemen und zur Förderung von innovativen Technologien im Bereich Klimaschutz eingerichtet. **Zahlen:** Die Reform führt zu einer Reduktion um rund 484 Millionen Tonnen CO_2-Äquivalent zwischen den Jahren 2021 und 2030; das entspricht mehr als der Hälfte der jährlichen Treibhausgasemissionen in Deutschland. **Stand:** Im April 2018 in Kraft getreten
39.	Überführung von Backloading-Zertifikaten in die Marktstabilitätsreserve	**Ziel:** Funktionsfähigkeit des EU-ETS angesichts hoher Überschüsse von Emissionszertifikaten und Preisverfall erhalten **Inhalt/Stand/Zahlen:** Im Zeitraum 2014 – 2016 wurden im EU-ETS 900 Millionen Zertifikate zurückgehalten, die eigentlich im Zeitraum 2019 – 2020 versteigert werden sollten (Backloading). Diese Zertifikate sollen in die Marktstabilitätsreserve überführt werden.
40.	Verknüpfung des EU-ETS mit dem Schweizer Emissionshandelssystem	**Ziel:** Erster Schritt zum langfristigen Ziel eines internationalen Emissionszertifikatemarktes **Inhalt:** Die Verknüpfung soll über sich annähernde Zertifikatspreise die Wettbewerbsbedingungen für europäische und Schweizer Unternehmen angleichen. **Stand:** Das Abkommen zur Verknüpfung der beiden Systeme wurde im November 2017 unterzeichnet und ist am 01.01.2020 in Kraft getreten.
41.	CORSIA	**Ziel/Inhalt:** Das Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation, kurz CORSIA, wurde 2016 als globale, marktbasierte Klimaschutzmaßnahme zur Begrenzung der Emissionen beschlossen. In diesem System sollen die CO_2-Emissionen, die über der CORSIA Baseline liegen, durch Luftfahrzeugbetreiber kompensiert werden, indem diese Gutschriften aus Klimaschutzprojekten zur Minderung von Emissionen außerhalb des Sektors erwerben (Offsetting). **Stand:** Die CORSIA-Berichtspflichten haben bereits am 01.01.2019 begonnen. Ab 2021 beginnt die Pilotphase. Im Jahr 2025 müssen Luftfahrzeugbetreiber erstmals im Rahmen von CORSIA Zertifikate für die Wachstumsemissionen des Dreijahreszeitraums 2021 – 2023 abgeben.

	Instrument	Umsetzungsstand
42.	EU-Klimaschutzverordnung	**Ziel:** Festlegen verbindlicher nationaler Emissionsziele für die EU-Mitgliedstaaten bis zum Jahr 2030 im Non-ETS-Bereich **Inhalt:** Die nationalen Ziele liegen innerhalb einer Spanne von 0 und 40 % THG-Reduktion gegenüber dem Jahr 2005, abhängig vom BIP pro Kopf im jeweiligen Mitgliedstaat. Beim Erreichen des Ziels sind jedoch flexible Mechanismen möglich. **Stand:** Die neue „Effort-Sharing"-Verordnung ist im Sommer 2018 in Kraft getreten. **Zahlen:** Für Deutschland ergibt sich ein Minderungsziel von 38 % gegenüber dem Jahr 2005.
43.	Europäische Klimaschutzinitiative	**Ziel/Inhalt/Stand:** Es werden Projekte gefördert, die den Austausch guter Praktiken zwischen substaatlichen Akteuren, Zivilgesellschaft, Wirtschaft und Wissenschaft unterstützen.
44.	Meseberger Klima-AG	**Ziel/Inhalt:** Die hochrangige, ressortübergreifende AG zum Klimawandel wurde im Juni 2018 bei den dt.-frz. Regierungskonsultationen in Meseberg beschlossen, um die Zusammenarbeit an diesem Querschnittsthema zu intensivieren. Darunter fällt auch die Entwicklung gemeinsamer Ansichten zur Energiewende und zu Instrumenten der nachhaltigen Finanzierung sowie zu wirtschaftlichen Anreizen, einschließlich Aspekten der CO_2-Bepreisung. **Stand:** Am 28.04.2020 fand die dritte Sitzung der Klima-AG in virtueller Form statt. Die AG tagt mindestens einmal jährlich unter der Leitung der für Klimawandel zuständigen Staatssekretäre.
45.	Mobilitätspaket „Europa in Bewegung"	Siehe Kapitel 7
46.	Zweites Mobilitäts-Paket – CO_2-Flottenziele für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge nach 2020	Siehe Kapitel 7
47.	Erstmalige Einführung von CO_2-Flottenzielen für neue schwere Nutzfahrzeuge	Siehe Kapitel 7
48.	Erklärung der EU-Mitgliedstaaten zur sauberen Energie- und Mobilitätszukunft	Siehe Kapitel 7
49.	Verbesserung der Rahmenbedingungen für die Nutzung von Landstrom in Häfen	**Ziel:** Reduzierung der Treibhausgas-, Luftschadstoff- und Lärmemissionen, die durch die Nutzung von Schiffsdieseln zur Stromerzeugung während der Liegezeit von Schiffen in Häfen entstehen. **Inhalt/Zahlen:** Zur Zielerreichung wird aktuell ein umfangreiches Maßnahmenpaket umgesetzt, um die Wirtschaftlichkeit von Landstrom gegenüber Bordstrom zu verbessern: • Neue Besondere Ausgleichsregelung für Landstrom in Seehäfen (EEG-Umlagereduzierung auf 20 %) • Netzentgelte in Seehäfen auf Basis eines Tagesleistungspreises statt der üblichen Jahres- oder Monatsleistungspreise • Prüfung weiterer energierechtlicher und technischer Rahmenbedingungen und eventueller Regelungslücken, die aktuell den Betrieb von Landstromanlagen erschweren • 176 Mio. EUR in den Jahren 2020 – 2023 aus dem Energie- und Klimafonds in Form von Finanzhilfen des Bundes an die Länder für Investitionen in Landstromanlagen in See- und Binnenhäfen • EU-Initiative zur besseren Landstromnutzung **Stand:** • Die Besondere Ausgleichsregelung wird in der aktuellen EEG-Novelle adressiert. • Die „Verordnung über Netzentgelte bei der Landstromversorgung und zur redaktionellen Anpassung von Vorschriften im Regulierungsrecht" ist am 31.12.2019 in Kraft getreten. • Der Anpassungsbedarf konkreter Regelungen wird aktuell evaluiert. • Eine Verwaltungsvereinbarung über die Gewährung der Finanzhilfen wurde zwischen Bund und Ländern einvernehmlich abgestimmt und ist am 03.11.2020 in Kraft getreten. • Erste Eckpunkte einer möglichen EU-Initiative wurden entwickelt und werden derzeit in der Landstrom-AG diskutiert.

	Instrument	Umsetzungsstand
50.	25. Weltklimakonferenz (COP 25)	**Ziel:** Verabschiedung der noch offenen einheitlichen Regeln zur Umsetzung des Pariser Klimaschutzabkommens **Inhalt:** Bis zur nächsten Weltklimakonferenz sollen alle Vertragsstaaten überarbeitete Klimaschutzzusagen für das nächste Jahrzehnt sowie eine Langfriststrategie bis 2050 vorlegen. **Stand:** Die Konferenz fand im Dezember 2019 in Madrid statt. Die 26. Weltklimakonferenz wurde wegen der COVID-19-Pandemie auf November 2021 verschoben.
51.	Petersberger Klimadialog	**Ziel/Inhalt:** Der Petersberger Klimadialog (PKD) wurde 2010 auf Anregung von Bundeskanzlerin Angela Merkel ins Leben gerufen. Seitdem hat der PKD einen Raum zum vertrauensvollen und konstruktiven Austausch zwischen Ministern geschaffen. Zentraler Bestandteil war dabei jeweils die gemeinsame Ausrichtung des PKD mit dem Land, das die Präsidentschaft der nächsten UN Klimakonferenz innehat. **Stand:** Der 11. Petersberger Klimadialog fand am 27. und 28.04.2020 per Videokonferenz statt. Mitausrichter war das Vereinigte Königreich als Präsidentschaft der nächsten UN Klimakonferenz COP 26. Ministerinnen und Minister aus etwa 30 Ländern diskutierten auf Einladung von Bundesumweltministerin Svenja Schulze über Maßnahmen zu einem nachhaltigen Weg aus der wirtschaftlichen Krise.
52.	Bilaterale Energiepartnerschaften und Dialoge	**Ziel/Inhalt:** Energiepolitische Zusammenarbeit und Erfahrungsaustausch mit Algerien Angola Äthiopien Australien Brasilien Chile China Indien Iran Japan Jordanien Kanada Kasachstan Marokko Mexiko Nigeria Russland Südafrika Südkorea Tunesien Türkei Ukraine USA VAE u. a. in den Bereichen Erneuerbare Energien, Energieeffizienz, Integration von Erneuerbaren Energien, Wasserstoff, Kohleausstieg, Digitalisierung **Stand:** Aktivitäten in den Energiepartnerschaften und -dialogen sind z. B. hochrangige Steuerungsgruppentreffen, Energietage, AG-Sitzungen, Studien- und Delegationsreisen, Workshops, lokale Wirtschaftsbeiräte. Für Details zu den einzelnen Ländern wird auf die Jahresberichten 2018 (https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/jahresbericht-energiepartnerschaften2018.pdf?blob=publication File&v=10) und 2019 (https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/jahresbericht-energiepartnerschaften2019.pdf?blob=publication File&v=10) verwiesen.
53.	Berlin Energy Transition Dialogue (BETD)	**Ziel:** Die Konferenz bietet ein Forum für internationale Entscheidungsträger der Energie- und Außenpolitik, für Industrie, Wissenschaft und Zivilgesellschaft, um aktuelle Entwicklungen in der Energiepolitik, innovative Politikmechanismen, neue Investitionsmöglichkeiten und Geschäftsmodelle im Zusammenhang mit der globalen Energiewende zu diskutieren. **Stand/Inhalt:** Der sechste BETD, der für April 2020 geplant war, wurde im Zuge der Corona-Krise abgesagt und als virtuelle Kampagne durchgeführt. Die siebte BETD findet am 16./17.03.2021 unter dem Motto „Energiewende – Towards Climate Neutrality“ statt.

	Instrument	Umsetzungsstand
54.	Energy Efficiency Hub	**Ziel:** Ausbau der internationalen Zusammenarbeit im Bereich der Energieeffizienz **Inhalt:** Der EEFF-Hub wird die Arbeit verschiedener Arbeitsgruppen (z. B. zu Produkten, Finanzierung, Energiemanagement) bündeln und koordinieren. Zudem soll er perspektivisch als Plattform für die Zusammenarbeit internationaler Organisationen und Initiativen für die Stärkung der Energieeffizienz dienen. **Stand:** Der EEFF-Hub wurde in 2019 gegründet, ist organisatorisch der Internationalen Energieagentur zugeordnet und hat derzeit knapp 20 Mitglieder. Das Sekretariat befindet sich im Aufbau.
55.	Exportinitiative Energie	**Ziel:** Die Bundesregierung unterstützt gezielt deutsche Unternehmen dabei, Auslandsmärkte zu erschließen und den Export von klimafreundlichen Energie-Technologien auszubauen. Zielgruppe sind vor allem kleine und mittlere Unternehmen (KMU). Die Exportinitiative Energie ist 2015 aus den früheren Exportinitiativen Erneuerbare Energien und Energieeffizienz hervorgegangen. **Inhalt:** Technische Lösungen und Dienstleistungen in den Bereichen erneuerbare Energien, Energieeffizienz, Speichertechnologien und intelligente Netze, aber auch neue Technologien wie die Power-to-Gas-Technologie oder die Brennstoffzelle stehen im Mittelpunkt. Mehr Details finden sich unter www.german-energy-solutions.de. **Stand/Zahlen:** Pro Jahr finden etwa 160 Veranstaltungen innerhalb der Initiative statt.
56.	Entwicklungszusammenarbeit zur Förderung der globalen Energiewende	**Ziel:** Bereitstellung einer nachhaltigen, bedarfsgerechten Energieversorgung im Sinne der Agenda 2030 (SDG 7) in Partnerländern der deutschen Entwicklungszusammenarbeit **Inhalt:** Die Förderung setzt sich zusammen aus finanzieller Zusammenarbeit (FZ), die Sachinvestitionen zur Verfügung stellt, und technischer Zusammenarbeit (TZ), die durch politische Beratung den Aufbau von angemessenen Rahmenbedingungen, Strukturen und Kapazitäten fördert. Durch den Ausbau erneuerbarer Energiesysteme soll Energiearmut für Haushalte, kleine und mittelständische Betriebe sowie industrielle Anwendungen überwunden und zugleich eine Dekarbonisierung des Energiesektors erreicht werden. **Stand:** Neben verschiedenen bilateralen Projekten, durchgeführt von KfW (FZ) und GIZ (TZ), fördert das BMZ Multilateral- und Globalvorhaben. Das Vorhaben Energising Development hat zum Ziel, bis 2021 22 Mio. Menschen nachhaltige Energie zur Verfügung zu stellen. Die Plattform GET.pro bietet Instrumente zur Umsetzung internationaler und deutscher Initiativen an, u. a. durch Beratungen und die Mobilisierung privater Investitionen. Die Ministerinitiative „Grüne Bürgerenergie für Afrika“ unterstützt den Aufbau dezentraler erneuerbarer Energiesysteme in afrikanischen Kommunen. Im Bereich Wasserstoff strebt das BMZ die Förderung von Referenzanlagen zur Produktion von grünem Wasserstoff in Partnerländern an (Planungen für eine erste Anlage in Marokko laufen). Des Weiteren beteiligt sich das BMZ am internationalen energiepolitischen Dialog im Rahmen internationaler Prozesse. **Zahlen:** 2019 beliefen sich die Zusagen für die FZ auf 2,03 Mrd. Euro. Das Gesamtvolumen der TZ betrug 690 Mio. Euro.
57.	Wanderausstellung „Deutschlands Energiewende“	**Ziel:** Ziel der Ausstellung ist es, über die wesentlichen Elemente der globalen Energiewende und daran anschließende Themen zu informieren und für eine bessere internationale Vernetzung im Sinne einer nachhaltigeren Energiepolitik weltweit zu werben. Der Fokus liegt auf den Potenzialen, die eine globale Energiewende mit sich bringt. Darüber hinaus werden Erfolgsgeschichten und nationale wie regionale Reformpläne gezeigt, die Anstöße für die Umsetzung der Energiewende weltweit geben sollen. Zielpublikum der Ausstellung ist die allgemeine, interessierte, internationale Öffentlichkeit. **Inhalt:** Zentrales Element ist der sog. „Cube“, ein Würfel mit vier interaktiven Projektionsflächen, welcher die Besucherinnen und Besucher an die Ausstellung heranführen soll. Drei weitere Würfel widmen sich den Hauptthemen erneuerbare Energien, Just Transition (die Frage nach einer gerechten Energiewende) und Mobilität. Diese Inhalte werden jeweils aus den Perspektiven der Politik, der Wirtschaft, der Gesellschaft und der Wissenschaft beleuchtet. Die digitale Aufbereitung der Inhalte ermöglicht eine leichtere Aktualisierung und das Einspielen verschiedener Sprachversionen. **Stand/Zahlen:** Die Ausstellung wurde im Dezember im Lichthof des Auswärtigen Amts eröffnet und geht ab Januar 2021 weltweit auf Tour. Aktuell sind für das Jahr 2021 15 Stationen in 11 Ländern geplant.

	Instrument	Umsetzungsstand
	Kapitel 4: Erneuerbare Energien	
58.	Energiesammelgesetz	**Ziel:** Das Gesetz setzt die im Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD vorgesehenen Sonderausschreibungen für Windenergie an Land und Photovoltaik (PV) im EEG um. Außerdem adressiert das Gesetz weitere dringende energiepolitische Anliegen. **Inhalt:** Unter anderem werden durch das Energiesammelgesetz von 2019 bis 2021 die laut EEG 2017 vorgesehenen Ausschreibungsmengen um je 4 GW zusätzlich bei Wind an Land und PV erhöht. Zusätzlich werden technologieübergreifende Innovationsausschreibungen in den Jahren 2019 bis 2021 durchgeführt. Darin sollen innovative Konzepte für besonders netz- und systemdienliche Projekte sowie neue Preisgestaltungsmechanismen und Ausschreibungsverfahren erprobt werden. Um die Akzeptanz insbesondere von Wind an Land zu steigern, wird die bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung eingeführt. Das nächtliche Dauerblinken der Windenergieanlagen wird damit beendet. Windenergieanlagen leuchten dann nur, wenn ein Flugzeug in der Nähe ist. **Stand:** Das Energiesammelgesetz ist im Dezember 2018 in Kraft getreten.
59.	Verordnung zu Innovationsausschreibungen	**Ziel:** Erprobung innovativer Ausschreibungen in der Praxis **Inhalt:** Mit der Verordnung sollen für eine Pilotphase von drei Jahren (2019 – 2021) gemeinsame Ausschreibungen für verschiedene Erneuerbare-Energien-Technologien eingeführt werden. Die Ergebnisse werden evaluiert und fließen in die Überlegungen zur Weiterentwicklung des EEG ein. **Stand:** Die Verordnung ist am 30.01.2020 in Kraft getreten. **Zahlen:** Das Ausschreibungsvolumen soll über die gesamte Laufzeit 1.150 MW betragen.
60.	Abschaffung PV-Deckel-/ Öffnungsklausel für Windabstandsregelungen	**Ziel:** Wegen günstiger Kostenentwicklung weitere Förderung von Solaranlagen im Festvergütungssegment ermöglichen, Akzeptanzsteigerung für weiteren Zubau bei Wind an Land **Inhalt:** Abschaffung des 52-GW-Deckels für Solaranlagen im EEG 2017, Einführung einer Länderöffnungsklausel für Abstandsregelungen in Bezug auf Windenergieanlagen an Land im Baugesetzbuch (BauGB); beides umgesetzt im Rahmen der Novelle des Gebäudeenergiegesetzes **Stand:** Siehe Stand der Novelle des Gebäudeenergiegesetzes
61.	Gesetz zur Änderung des EEG 2017 und weiterer energierechtlicher Bestimmungen	**Ziel:** Gleichberechtigte Teilnahme der Bürgerenergie bei den Ausschreibungen Wind an Land, Verhinderung corona-bedingter Fristversäumnisse **Inhalt:** Abschaffung von Privilegierungen der Bürgerenergiegesellschaften in den Ausschreibungen, Verlängerung gesetzlicher Fristenregelungen bei den Ausschreibungen und im Rahmen des EEG-Ausgleichsmechanismus **Stand:** Gesetz ist Ende Mai 2020 in Kraft getreten.
62.	Anpassung Ausbauziele EEG	**Ziel:** Umsetzung des Klimaschutzprogramms 2030 der Bundesregierung **Inhalt:** Anpassung der Ausbauziele in § 1 EEG 2017, umgesetzt im Rahmen des Kohleausstiegsgesetzes **Stand:** Siehe Stand der Novelle des Kohleausstiegsgesetzes **Zahlen:** Ziel des EEG ist es nunmehr, den Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch auf 65 % bis zum Jahr 2030 zu steigern.
63.	Novelle EEG (EEG 2021)	**Ziel:** Ausstoß der Treibhausgasemissionen deutlich verringern und Ausbau der erneuerbaren Energien deutlich vorantreiben **Inhalt:** Das EEG 2021 enthält u. a. Ausbaupfade zur Erreichung des 65 Prozent-Ziels und als Langfristziel, dass vor dem Jahr 2050 der gesamte Strom, der in Deutschland erzeugt oder verbraucht wird, treibhausgasneutral erzeugt werden soll. **Stand:** Gesetz wurde im Dezember 2020 von Bundestag und Bundesrat beschlossen und ist im Januar 2021 in Kraft getreten.
64.	Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG)	**Ziel:** Die Nutzung der Windenergie auf See ausbauen, insbesondere im Interesse des Klima- und Umweltschutzes **Inhalt:** Erhöhung der Ausbauziele in § 1 WindSeeG **Stand:** Das WindSeeG ist im Dez. 2020 in Kraft getreten. **Zahlen:** Das Ausbauziel für 2030 wird von 15 auf 20 Gigawatt erhöht. Für 2040 wird ein Langfristziel von 40 Gigawatt festgelegt.

	Instrument	Umsetzungsstand
65.	Änderung EEV zur Senkung EEG-Umlage	**Ziel:** Entlastung der Strompreise durch Senkung der EEG-Umlage **Inhalt:** Änderung der Erneuerbare-Energien-Verordnung (EEV), um Möglichkeit für staatliche Zuschüsse zur EEG-Umlage zu schaffen; über den konkreten Einsatz der Zuschüsse und die Höhe der Mittel entscheidet der Haushaltsgesetzgeber. **Stand:** Änderungsverordnung wurde Mitte Juli 2020 mit Zustimmung des Bundestages vom Bundeskabinett beschlossen. **Zahlen:** EEG-Umlage soll auf 6,5 Cent pro Kilowattstunde in 2021 und auf 6,0 Cent pro Kilowattstunde in 2022 gesenkt werden.
66.	Regionalnachweisregister für Strom aus erneuerbaren Energien	**Ziel/Inhalt:** Der Regionalnachweis ermöglicht es Verbraucherinnen und Verbrauchern, EEG-Strom aus ihrer Region zu beziehen. Die Region wird aus den Postleitzahlengebieten gebildet, die sich in einem 50-km-Umkreis um das Postleitzahlengebiet befinden, in dem der Strom verbraucht wird. Mit Hilfe des Regionalnachweisregisters können sich Anlagenbetreiber Regionalnachweise ausstellen lassen und diese mit dem Strom an Elektrizitätsversorger übertragen. Diese entwerten die Nachweise und können damit die regionale Eigenschaft des EEG-Stroms in der Stromkennzeichnung ausweisen. Durch Zahlung der EEG-Umlage, mit der die Förderung von Anlagen zur Erzeugung von Strom beispielsweise aus Sonne, Wind, Wasser und Biomasse finanziert wird, hat jede Stromverbraucherin und jeder Stromverbraucher Anteil an der Energiewende. Das kommt in der Stromkennzeichnung in dem dort ausgewiesenen EEG-Anteil („Erneuerbare Energien, finanziert aus der EEG-Umlage“) zum Ausdruck. Mit dem neuen Instrument kann dieser Anteil regional gestellt, also der gelieferte EEG-Strom aus der Region bezogen werden. Der Regionalnachweis ermöglicht die dafür erforderliche Zuordnung und schützt Verbraucherinnen und Verbraucher vor Doppelvermarktung und falschen Werbeversprechen. Die Rechtsgrundlage für das neue Register, die novellierte Durchführungsverordnung über Herkunfts- und Regionalnachweise für Strom aus erneuerbaren Energien (Herkunfts- und Regionalnachweis-Durchführungsverordnung – HkRNDV), trat im November 2018 in Kraft. **Stand:** Der Betrieb des Regionalnachweisregisters ist im Januar 2019 gestartet. Die erste Ausweisung von Regionalstrom erfolgt mit der Stromkennzeichnung, die am 01.11.2020 für das Lieferjahr 2019 fällig wird. Das Umweltbundesamt veröffentlicht im August 2020 Empfehlungen für die Art der Ausweisung, verbindliche Vorgaben wird es dann für das Lieferjahr 2020 geben.
67.	EU-Regelung zu Biokraftstoffen und indirekten Landnutzungsänderungen	Siehe Kapitel 7
68.	KfW-Förderprogramm „Erneuerbare Energien-Speicher“	**Ziel:** Systemdienlichkeit von Batterieheimspeichern stärken und Kostenreduktionen bei den Speichertechnologien stärker abbilden **Inhalt:** Gefördert wurden Investitionen in Batteriespeicher, die in Verbindung mit einer Photovoltaik-Anlage installiert und an das elektrische Netz angeschlossen werden. **Stand:** Das Programm lief von 2013 bis 2018. **Zahlen:** Von der KfW wurden rund 32.600 Zusagen für Anträge auf Förderung erteilt, die Fördersumme lag bei ca. 80 Mio. Euro.
69.	Exportinitiative Erneuerbare Energien	Siehe Kapitel 3
70.	Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (EEWärmeG)	Siehe Kapitel 6
71.	Marktanreizprogramm für erneuerbare Energien im Wärmemarkt (MAP)	Siehe Kapitel 6
72.	Niedertemperaturwärmenetze mit Saisonal-Wärmespeicher („Modellvorhaben Wärmenetzsysteme 4.0“)	**Ziel:** Vorbereitung einer breiteren Markteinführung innovativer Wärmenetzsysteme der 4. Generation mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien und effizient genutzter Abwärme **Inhalt:** Förderung über insgesamt 4 Fördermodule: Förderung von Machbarkeitsstudien mit bis zu 60 %, Förderung der Realisierung eines Wärmenetzsystems 4.0 mit bis zu 50 % der Vorhabenkosten, ergänzende Förderung von wissenschaftlichen Kooperationen („capacity building“) sowie von Informationsmaßnahmen für potenzielle Anschlussnehmer zur Erreichung einer hohen Anschlussquote bei den Modellvorhaben **Stand:** In Kraft seit Juli 2017 **Zahlen:** Marktreaktion übertrifft Erwartungen deutlich. Bis Anfang Juli 2020 waren bereits 163 Anträge für Machbarkeitsstudien und 9 Anträge für die Realisierung von Wärmenetzsystemen 4.0 gestellt.

	Instrument	Umsetzungsstand
	Kapitel 5: Energieverbrauch und Energieeffizienz	
73.	KfW-Energieeffizienzprogramm für Produktionsanlagen und -prozesse	Siehe ausführliches Monitoring der zentralen Maßnahmen in Kapitel 5
74.	Initiative Energieeffizienz-Netzwerke (IEEN)	
75.	Energieauditpflicht für Nicht-KMU	
76.	Querschnittstechnologien	
77.	Abwärmerichtlinie	
78.	Contracting-Förderung	
79.	Mittelstandsinitiative Energiewende und Klimaschutz (MIE)	
80.	Energieeffiziente und klimaschonende Produktionsprozesse	
81.	Unterstützung der Marktüberwachung	
82.	Nationale Top-Runner-Initiative (NTRI)	
83.	EU-Energie-Label-Verordnung	
84.	STEP up! „STromEffizienz-Potenziale nutzen“	
85.	Pilotprogramm Einsparzähler	
86.	Energiemanagementsysteme	
87.	Energieeffizienzstrategie 2050	**Ziel:** Die Bundesregierung verfolgt das Ziel, die deutsche Wirtschaft weltweit zur energieeffizientesten Volkswirtschaft zu formen, und strebt bis 2050 die Treibhausgasneutralität an. **Inhalt:** Die Energieeffizienzstrategie 2050 stellt die Weichen für eine gestärkte Energieeffizienzpolitik und leistet zugleich den deutschen Beitrag zur Erreichung des EU-Energieeffizienzziels. Die Strategie legt mit Senkung des Primärenergiebedarfs um 30 Prozent gegenüber 2008 ein neues Energieeffizienzziel 2030 fest, bündelt die dafür notwendigen Maßnahmen der Bundesregierung in einem neuen Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE 2.0) und enthält Festlegungen für die Ausgestaltung eines Dialogprozesses „Roadmap Energieeffizienz 2050“. **Stand:** Die Energieeffizienzstrategie 2050 wurde Ende 2019 verabschiedet und die darin enthaltenen Maßnahmen (ebenfalls in diesem Monitoring-Bericht dargestellt) befinden sich in der Umsetzung.
88.	Roadmap Energieeffizienz 2050	**Ziel:** Die „Roadmap Energieeffizienz 2050“ hat als zentrales Dialogforum der Bundesregierung die Aufgabe, zusammen mit den Stakeholdern die dringend erforderlichen Fortschritte bei der Energieeffizienz voranzutreiben. **Inhalt**: Die Roadmap ist Teil der deutschen Energieeffizienzstrategie und soll sektorübergreifende Pfade zur Erreichung des Reduktionsziels für 2050 im Austausch mit Vertreterinnen und Vertretern aus Wissenschaft, Wirtschaft und Zivilgesellschaft diskutieren und Instrumente sowie Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz entwickeln. Dazu dienen sektorspezifische Arbeitsgruppen (Gebäude, Industrie und Verkehr) wie auch sektorübergreifende Arbeitsgruppen (Digitalisierung, Qualifikation und Fachkräfte und Systemfragen). Auch die bisherige Energiewende Plattform Energieeffizienz wird Teil der Plenarveranstaltungen des Roadmap-Prozesses sein. **Stand:** Der Auftakt der Roadmap hat im Mai 2020 stattgefunden und die Arbeitsgruppen haben mit ihrer Arbeit begonnen. Der Dialogprozess im Rahmen der Roadmap Energieeffizienz soll im Herbst 2022 mit der Verabschiedung eines programmatischen Strategiepapiers zur Energieeffizienz bis 2050 abgeschlossen werden.

	Instrument	Umsetzungsstand
89.	ACE II	**Ziel:** Das Projekt „ACE – Asset Class Energieeffizienz“ (ACE) erarbeitet Lösungsansätze, um Energieeffizienzmaßnahmen attraktiver für externe Finanzierer zu gestalten. **Inhalt:** Es setzt bei zentralen Umsetzungsproblemen für Energieeffizienzinvestitionen an und erarbeitet so eine „Assetklasse Energieeffizienz“. Dies geschieht insbesondere über Due-Diligence-Verfahren zur standardisierten Bewertung von spezifischen Energieeffizienzmaßnahmen, Bündelungsansätze für Energieeffizienzprojekte, um größere Investitionsvolumina zu erreichen, und Vorschläge zur Anpassung der Förderstruktur des Bundes. Die erarbeiteten Ergebnisse und Projekttools sollen in einer zweiten Phase des Projekts in der Praxis validiert und weiterentwickelt werden, um noch stärker in die Anwendung zu gelangen. **Stand:** Das Vorhaben ist im Frühjahr 2020 mit einem Kick-off-Treffen gestartet und verfügt über eine Laufzeit von etwa 2 Jahren.
90.	Förderpaket „Bundesförderung Energieeffizienz in der Wirtschaft“	**Ziel:** Es sollen bis Ende 2023 etwa 24.000 Maßnahmen realisiert und dadurch die Menge der Treibhausgasemissionen um insgesamt 2,8 Mio. t CO_2 pro Jahr und 11 TWh Endenergie reduziert werden. **Inhalt:** Das BMWi bündelt in dem neuen technologieoffenen und branchenübergreifenden Förderpaket sechs bisherige Förderprogramme in zwei Richtlinien. Mit dem neuen Förderangebot unterstützt das BMWi Unternehmen aller Branchen und Größen beim Energiesparen und bei der direkten Erzeugung von Prozesswärme aus erneuerbaren Energien. Unternehmen können die Förderung als Zuschuss, Kredit oder im Rahmen einer wettbewerblichen Ausschreibung in Anspruch nehmen. **Stand:** Das Paket befindet sich seit dem Jahr 2019 mit einer hohen und stabilen Nachfrage in der Umsetzung. Eine Weiterentwicklung soll die Themen Ressourceneffizienz und -substitution sowie Digitalisierung in den Blick nehmen.
91.	Informations- und Aktivierungskampagne „Deutschland macht’s effizient“	**Ziel:** Die Informations- und Aktivierungskampagne „Deutschland macht’s effizient“ soll alle gesellschaftlichen Akteure über das Gemeinschaftsprojekt Energiewende informieren und von der Notwendigkeit eines noch effizienteren Einsatzes von Energie überzeugen. **Inhalt:** Die Kampagne richtet sich gleichermaßen an private Haushalte, Unternehmen sowie öffentliche Einrichtungen und bindet alle Akteure im Rahmen des Stakeholder-Dialogs ein. **Stand:** Die Kampagne läuft seit Mai 2016; Information des Verbrauchers ist eine Daueraufgabe.
92.	Energie- und Klimaschutzkampagnen	**Ziel:** Die vom BMU unterstützten Kampagnen sind eine der ersten und größten Branchenkampagnen für Klimaschutz in Deutschland. Ziel ist vor allem die branchenspezifische Information und Beratung zu Klimaschutzmaßnahmen. **Inhalt:** Auf der Grundlage der sehr erfolgreich durchgeführten Energiekampagne des DEHOGA-Bundesverbandes für das Hotel- und Gaststättengewerbe wird seit 2019 eine Klimaschutzkampagne für Unternehmen des Bundesverbandes des Groß- und Außenhandels und Dienstleistungen (Bundesverband Großhandel, Außenhandel, Dienstleistungen – BGA) aufgebaut und etabliert. Ziel des Vorhabens von DEHOGA und BGA ist es, einen Know-how-Transfer aus dem DEHOGA-Modellprojekt zu organisieren. Dabei werden Informationen und Erfahrungen des DEHOGA aktiv an den BGA weitergegeben und Synergien bei gemeinsamen Themenstellungen genutzt. Eine weitere Kampagne mit der Deutschen Ernährungsindustrie (Bundesverband der Ernährungsindustrie – BVE) wird durch BMU seit September 2019 mit einer Laufzeit von 36 Monaten gefördert. Mit dem Vorhaben soll durch eine beschleunigte Umsetzung von Klimaschutz- und Energieeffizienzmaßnahmen in der Ernährungsindustrie ein Beitrag zur Verminderung von CO_2-Emissionen in dieser Branche geleistet werden. Es ist zugleich erstmals gelungen, einen Industrieverband für eine solche Kampagne zu gewinnen. Die NKI-geförderte Klimaschutzoffensive des Einzelhandels ist als breit angelegte Informationskampagne gut implementiert worden und findet im Dezember 2020 ihren Abschluss. Mögliche Anschlussvorhaben mit dem HDE (Handelsverband Deutschland e.V.) werden derzeit diskutiert. **Stand:** Die Kampagnen leisten einen wichtigen Beitrag zur CO_2-Einsparung und zum Klimaschutz. Sie sind beispielgebend für die Entwicklung weiterer Branchen-Kampagnen. Die Übertragung der Erfahrungen auf weitere Branchen/Verbände ist in Vorbereitung.

	Instrument	Umsetzungsstand
93.	Förderung von Energieeffizienzmanagern zur Hebung von Potenzialen z. B. in Gewerbegebieten	**Ziel:** Förderung des Klimaschutzes in Industrie und Gewerbegebieten **Inhalt:** Förderung von Konzepten und Personal für die Umsetzung **Stand:** Im Rahmen des Programmes „Energetische Stadtsanierung – KfW 432“ des BMI können Sanierungsmanager für Quartiere gefördert werden; diese Quartiere können zum Teil auch aus Gewerbegebieten bestehen. Im Rahmen der Kommunalrichtlinie des BMU wurden bis Ende des Jahres 2018 das Klimaschutz-Teilkonzept „Klimaschutz in Industrie und Gewerbegebieten“ und ein Klimaschutzmanagement für die Umsetzung darin identifizierter Maßnahmen gefördert. Im Rahmen der Novellierung der Richtlinie wird seit Anfang des Jahres 2019 kommunales Energiemanagement für alle Energieverbräuche einer Kommune gefördert. Die Förderung für das Teilkonzept „Industrie- und Gewerbegebiete“ wurde eingestellt. Es ist jedoch möglich, eine Förderung zur Durchführung einer Potenzialstudie zur Nutzung von Abwärme aus Industrie und Gewerbe zu beantragen. Zuständig für die Kommunalrichtlinie ist das BMU. **Zahlen:** Rund 300 Quartiere werden zurzeit mit einem Sanierungsmanagement im Rahmen des Förderprogrammes „Energetische Stadtsanierung“ des BMI gefördert. Es liegen keine Zahlen dazu vor, wie viele der geförderten Quartiere auch Gewerbegebiete beinhalten. Insgesamt wurden zwischen 2013 und 2019 24 Klimaschutz-Teilkonzepte „Industrie- und Gewerbegebiete“ vom BMU gefördert. Potenzialstudien zur Nutzung von Abwärme aus Industrie und Gewerbe wurden im Jahr 2019 noch nicht gefördert.
94.	Exportinitiative Energieeffizienz	Siehe Kapitel 3
95.	Entwicklung von Kennzahlen und Benchmarks im gewerblichen Bereich	**Ziel:** Aktuelle und künftige Energieverbräuche erfassen und beides mit anerkannten, objektiven Referenzen (Benchmarks) vergleichen **Inhalt:** Es wurden F&E-Vorhaben zur Entwicklung von Vergleichskennzahlen, Standards und Benchmarks im Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) und Industrie gefördert. Das wesentliche Ergebnis eines UFOPLAN-Vorhabens war, dass auf der Grundlage der Berichterstattungsmechanismen energiepolitischer Instrumente (insbesondere Besondere Ausgleichsregelung, Spitzenausgleich, Energieauditpflicht nach EDL-G, EU-Emissionshandel und Strompreiskompensation) keine ausreichende Datenbasis zur Verfügung steht, um Energieeffizienzkennzahlen und -benchmarks zu generieren. **Stand:** Das Projekt startete im Januar 2016 und wurde im März 2018 abgeschlossen.
96.	BMEL-Bundesprogramm zur Steigerung der Energieeffizienz in der Landwirtschaft und im Gartenbau	**Ziel/Inhalt:** Förderung von Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz in landwirtschaftlichen und gartenbaulichen innerbetrieblichen Produktionsprozessen durch Beratung, Wissenstransfer und Investitionsförderung. Die Förderung erfolgt als anteiliger Zuschuss in Abhängigkeit des jeweiligen Energieeinsparpotenzials. **Stand/Zahlen:** Das Bundesprogramm startete 2016 und wurde in der ersten Jahreshälfte 2018 erfolgreich evaluiert. Das Programm wurde Ende Februar 2020 geschlossen, um eine neue Förderrichtlinie nach den Vorgaben des Klimaschutzprogramms 2030 der Bundesregierung zu erarbeiten. Bis Februar 2020 wurden rund 5.200 Anträge mit einem Fördervolumen von 138 Mio. Euro gestellt. Damit sind die bereitgestellten Haushaltsmittel vollständig nachgefragt worden. Das Programm wird nun zu einem CO_2-Einsparprogramm für die einzelbetriebliche Energienutzung in der Landwirtschaft und im Gartenbau weiterentwickelt. Für die neue Förderperiode ist ab 2020 die Bereitstellung von 156 Mio. Euro Fördermitteln in den nächsten vier Jahren geplant.
97.	Überprüfung Effizienzgebot im Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG)	**Ziel/Inhalt:** Die Bundesregierung hat geprüft, inwieweit die sparsame und effiziente Nutzung von Energie im BImSchG als Betreiberpflicht weiter konkretisiert werden kann. Das Forschungsvorhaben „Ausgestaltung der energieeffizienzbezogenen Betreiberpflichten des BImSchG“ sollte die näheren rechtlichen Konturen der Betreiberpflichten des BImSchG darlegen und den rechtlichen Handlungsrahmen für konkretisierende Anforderungen verdeutlichen. **Stand:** Nach Evaluierung der nunmehr vorliegenden Ergebnisse des Forschungsvorhabens ergaben sich keine rechtlichen Ansatzpunkte für ein weiteres Vorgehen sowie die Nutzung der Ergebnisse.

	Instrument	Umsetzungsstand
	Kapitel 6: Gebäude und Wärmewende	
98.	CO_2-Gebäude-sanierungsprogramm: Nichtwohngebäude	Siehe ausführliches Monitoring der zentralen Maßnahmen in Kapitel 6
99.	CO_2-Gebäude-sanierungsprogramm: Wohngebäude	
100.	Marktanreizprogramm zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (MAP)	
101.	Anreizprogramm Energieeffizienz (APEE)	
102.	Nationales Effizienzlabel für Heizungsaltanlagen	
103.	Förderung der Heizungsoptimierung durch hocheffiziente Pumpen und hydraulischen Abgleich	
104.	EnEff.Gebäude.2050 – Innovative Vorhaben für den nahezu klimaneutralen Gebäudebestand 2050	
105.	Energieberatung	
106.	Forschungsnetzwerk EnergiewendeBauen	**Ziel:** Intensivierung des Austausches an den Schnittstellen der Forschung zu Politik und Praxis. Schnellerer Ergebnistransfer und Weiterentwicklung der Forschungsförderung. **Inhalt:** Austausch wird über eine Online-Plattform organisiert. Zudem regelmäßig Veranstaltungen und Workshops, z. B. der 2. Kongress Energiewendebauen mit über 350 Teilnehmerinnen und Teilnehmern im Januar 2019 oder Fachtreffen zu „Gebäudemonitoring und -Tools“ und „Solaren Fassaden“ (letzteres in Zusammenarbeit mit dem Forschungsnetzwerk Erneuerbare Energien) im November 2019. Die Begleitforschungen EnergiewendeBauen sowie EnEff.Gebäude.2050 dienen als inhaltlicher Motor des Netzwerks. Um den Austausch mit den Fachreferaten des BMWi zu systematisieren, wurde Ende 2017 ein Ministerialbeirat gegründet. **Stand:** Das 2014 gegründete Forschungsnetzwerk hat inzwischen über 950 Mitglieder. Expertenempfehlungen aus dem Forschungsnetzwerk waren Grundlage für das 7. Energieforschungsprogramm. Verschiedene Förderaufrufe, bspw. „Reallabore der Energiewende“ oder die Förderinitiative „Solares Bauen/ Energieeffiziente Stadt“, wurden durch Expertenmeinungen aus dem Forschungsnetzwerk unterstützt.
107.	Förderinitiative „Effizienzhaus Plus“	**Ziel:** Klimagerechte, bezahlbare Weiterentwicklung des Gebäudebereiches. Etabliert werden soll der Gebäudestandard „Effizienzhaus Plus“ des Bundes, der die zusammenhängende Betrachtung des Primär- und des Endenergiebedarfs und den Einsatz erneuerbarer Energien im Gebäudebereich stärkt. **Inhalt:** Der Wissenstransfer erfolgt über beispielhafte Modellvorhaben, ein Netzwerk, ein Informations- und Kompetenzzentrum für zukunftsgerechtes Bauen des Bundes in Berlin und über Online-Plattformen. Zudem informieren regelmäßige Veranstaltungen, Workshops, Messeauftritte, Sonderveranstaltungen über diesen energiegewinnenden, nachhaltigen Gebäudestandard (z. B. nationale und internationale Baufachmessen, Berliner Energietage). Die Initiative „Effizienzhaus Plus“ mit ihrem Netzwerk baut auf der Begleitforschung der Effizienzhaus Plus Modellvorhaben und weiterer Forschungsthemen zu diesem Gebäudestandard auf. Um weitere gesamtgesellschaftliche Impulse und einen aktiven Bürgerdialog zu fördern, eröffnete 2017 das Bundesinformations- und Kompetenzzentrum für zukunftsgerechtes Bauen im Bundesmodellvorhaben „Effizienzhaus Plus“ in Berlin. **Stand:** Seit 2017 bestätigen ca. 40 bundesweite Modellvorhaben, dass dieser Gebäudestandard im Wohnungsbau praxis- und klimatauglich ist. Wissenschaftliche Prognosen sehen bei einer Marktdurchdringung von 15 % dieses Gebäudestandards im Neu- und Altbau erschließbare CO_2-Einsparpotenziale von insgesamt 18 Mio. t/a ab 2050. Zudem entlastet der Energieüberschuss der Effizienzhäuser Plus auch die Gebäude, die nicht die Klimaneutralität ab 2050 erreichen werden. Die Initiative „Effizienzhaus Plus“ ist zu verstetigen und auszubauen.

	Instrument	Umsetzungsstand
108.	Energieeinsparrecht für Gebäude – Gebäudeenergiegesetz (GEG)	**Ziel:** Der Deutsche Bundestag hat am 18.06.2020 das Gebäudeenergiegesetz (GEG) beschlossen, das von der Bundesregierung auf Vorschlag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie und des Bundesministeriums des Innern, für Bau und Heimat eingebracht wurde. Der Bundesrat hat das Gesetz am 03.07.2020 gebilligt. Es ist am 01.11.2020 in Kraft getreten. **Inhalt:** Das Gebäudeenergiegesetz führt das Energieeinsparungsgesetz (EnEG), die Energieeinsparverordnung (EnEV) und das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) zusammen und schafft ein neues, einheitliches, aufeinander abgestimmtes Regelwerk für die energetischen Anforderungen an Neubauten, an Bestandsgebäude und an den Einsatz erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteversorgung von Gebäuden. Dadurch werden Anwendung und Vollzug erleichtert. Das Gebäudeenergiegesetz setzt die europäischen Vorgaben zur Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden um und integriert die Regelung des Niedrigstenergiegebäudes in das vereinheitlichte Energieeinsparrecht. Das Gesetz behält die aktuellen energetischen Standards für Neubau und Sanierungen bei.
109.	Energiewende Plattform Gebäude	**Ziel:** Kontinuierliche Dialogplattform für die Energiewende im Gebäudebereich **Inhalt:** Die Energiewende Plattform Gebäude wurde im Jahr 2014 gegründet. Im Plenum und in den Arbeitsgruppen werden mit den Akteuren aus Immobilienwirtschaft, Gewerbe, Industrie sowie der Verbraucherseite und der öffentlichen Hand vor dem Hintergrund der ambitionierten Zielsetzungen im Gebäudebereich die Potenziale, Herausforderungen und Maßnahmen diskutiert. **Stand:** Im November 2019 fand die zehnte Sitzung der Plattform statt.
110.	Individueller Sanierungsfahrplan für Gebäude	**Ziel:** Standardisierte Empfehlung einer passgenauen, stufenweisen energetischen Sanierung **Inhalt:** Mit dem individuellen Sanierungsfahrplan (iSFP) wird dem Gebäudeeigentümer ein leicht verständlicher Überblick für eine stufenweise energetische Sanierung seines Gebäudes an die Hand gegeben. Neben rein energetischen Gesichtspunkten werden auch die individuellen Möglichkeiten des Gebäudebesitzers und die individuellen Gegebenheiten des Bestandsgebäudes bei der Ermittlung des Sanierungsansatzes einbezogen. **Stand:** Die individuellen Sanierungsfahrpläne werden seit Juni 2017 über die „Energieberatung für Wohngebäude (Vor-Ort-Beratung, individueller Sanierungsfahrplan) (EBW)“ mit einem Zuschuss in Höhe von 80 % der Kosten finanziell unterstützt (gemäß Klimaschutzprogramm 2030).
	Kapitel 7: Verkehr	
111.	Weiterentwicklung der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (MKS) 2013	**Ziel:** Die vom Bundeskabinett im Juni 2013 beschlossene Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (MKS) wird als ein Instrument für die Energiewende im Verkehr im Sinne der nationalen Nachhaltigkeitsstrategie fortgesetzt. Sie gibt einen Überblick über Technologien sowie Energie- und Kraftstoffoptionen der verschiedenen Verkehrsträger. Im Rahmen der MKS werden Demonstrationsvorhaben zu vielversprechenden technologischen Optionen initiiert. **Inhalt:** Die MKS zeigt in Form einer „lernenden Strategie“ Wege auf, wie die Energiewende im Verkehr langfristig umgesetzt werden kann. Um die Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung zu erreichen, ist ein Markthochlauf alternativer Antriebe und Kraftstoffe notwendig. Wesentliche Komponenten hierzu sind die Förderung der Elektromobilität mit Batterie- und Brennstoffzelle sowie die Intensivierung der Verlagerungsbemühungen auf den Schienenverkehr.
112.	Nationale Plattform „Zukunft der Mobilität“ (NPM)	**Ziel:** Die Plattform entwickelt unter Einbeziehung von Politik, Wirtschaft und Zivilgesellschaft Ideen und Konzepte, um auch künftig Wege zu einer bezahlbaren, nachhaltigen und klimafreundlichen Mobilität aufzuzeigen. **Inhalt/Stand:** Die Arbeit der Plattform hat im September 2018 begonnen. Unter dem Dach der Plattform werden ein Lenkungskreis und sieben Arbeitsgruppen eingerichtet. Themen der Arbeitsgruppen sind Klimaschutz im Verkehr; nachhaltige Mobilität (alternative Antriebe und Kraftstoffe); Digitalisierung; automatisiertes Fahren und neue Mobilitätsangebote (einschließlich gesellschaftliche Aspekte der Mobilität); Sicherung des Mobilitäts- und Produktionsstandortes, Batteriezellproduktion, nachhaltige Rohstoffe und Recycling, Bildung und Qualifizierung; Sektorkopplung (insbesondere Verknüpfung der Verkehrs- und Energienetze); sowie Standardisierung, Normung, Zertifizierung und Zulassung. In die Plattform wird auch die im Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD verankerte Kommission integriert, die eine Strategie zur Zukunft der bezahlbaren und nachhaltigen Mobilität erarbeiten soll. Die Arbeitsgruppe 1, die sich mit Klimaschutz im Verkehr beschäftigt, hat im März 2019 einen ersten Zwischenbericht veröffentlicht.

	Instrument	Umsetzungsstand
113.	Forschungsagenda „Nachhaltige urbane Mobilität“	**Ziel:** Die Forschungsagenda skizziert, wie Wissenschaft und Praxis den Weg zu einem menschlichen und umweltfreundlichen Mobilitätssystem gestalten können. **Inhalt:** Die Forschungsagenda des BMBF integriert die Ergebnisse partizipativer Konsultationsprozesse, in deren Rahmen zahlreiche Expert/innen aus Wissenschaft, Kommunen, Wirtschaft und Zivilgesellschaft ihre Perspektiven, Bedarfe und Ideen eingebracht haben. Sie setzt auf systemische, transdisziplinäre Mobilitätsforschung: Die Möglichkeiten neuer Technologien sollen mit Gestaltungsoptionen insbesondere auf der kommunalen Ebene und den Mobilitätsbedürfnissen der Bürger/innen zusammengebracht werden. Durch die systemische Betrachtung sollen technologische und soziale Innovationen im Sinne der nachhaltigen Mobilität miteinander verknüpft werden. **Stand:** Veröffentlicht im Dezember 2018
114.	Förderrichtlinie „MobilitätsWerkStadt 2025“	**Ziel:** Kommunen dabei unterstützen, gemeinsam mit zentralen Akteuren und Multiplikatoren aus Wirtschaft, Zivilgesellschaft und Wissenschaft den Wandel des Mobilitätssektors zu gestalten. **Inhalt:** Ein Phasenmodell ermöglicht einen niedrigschwelligen Einstieg von Kommunen und sorgt für Mobilisierung. Gemeinsame Aufgabe ist es, nachhaltige, innovative und passgenaue lokale Mobilitätskonzepte zu entwickeln. **Stand:** In Kraft seit Februar 2019
115.	Förderrichtlinie „MobilitätsZukunftsLabor 2050“	**Ziel:** Interdisziplinäre Forschungsprojekte fördern, die neue systemische Ansätze entwickeln und Grundlagen für innovative Mobilitätskonzepte der Zukunft schaffen. **Inhalt:** Untersucht werden soll u. a., wie der gesellschaftliche Wandel mit nachhaltigeren Mobilitätsformen verbunden werden kann. Entwickelt werden sollen fundierte Grundlagen für ein langfristiges Innovations- und Transformationsmanagement. **Stand:** In Kraft seit Februar 2019
116.	Sofortprogramm Saubere Luft	**Ziel:** Das „Sofortprogramm Saubere Luft“ wurde aufgelegt, um die Umsetzung von Maßnahmen in den von NO_2-Grenzwertüberschreitung betroffenen Kommunen zu finanzieren. Die NO_2-Immissionen sollen deutlich reduziert werden und die Grenzwerteinhaltung kurzfristig, jedoch bis spätestens zum Jahr 2020 sichergestellt werden. Das Programm basiert auf bestehenden Förderrichtlinien. **Inhalt:** Die Schwerpunkte des Programms sind die Elektrifizierung von urbanen Flotten (insbesondere Taxis sowie Busse des Öffentlichen Personennahverkehrs) einschließlich des Ausbaus der Ladeinfrastruktur sowie Maßnahmen zur Netzstabilisierung, die emissionsmindernde Nachrüstung von im Verkehr befindlichen Diesel-Bussen, eine verbesserte Verkehrslenkung sowie die Digitalisierung und Vernetzung kommunaler Verkehrssysteme. Zu ergänzenden Maßnahmen zählen die Kaufprämie für Elektrofahrzeuge, die Verbesserung von Logistikkonzepten und die Förderung des Radverkehrs. **Stand/Zahlen:** Im November 2017 beschlossen. Im Dezember 2018 wurde das Programm auf 1,5 Mrd. Euro aufgestockt. Hinzu kommen 432 Mio. Euro für bestimmte Nachrüstungen.
117.	Förderrichtlinie „Digitalisierung kommunaler Verkehrssysteme“	**Ziel/Inhalt:** Ziel der Förderung ist es, Vorhaben im Bereich der Digitalisierung des Verkehrssystems umzusetzen, die kurz- bis mittelfristig zur Emissionsreduzierung der Stickstoffdioxide in von Grenzwertüberschreitungen betroffenen Städten beitragen. Dazu zählen Maßnahmen zur Vernetzung der Verkehrsträger, Angebote zur Stärkung des Öffentlichen Personennahverkehrs, eine effiziente Logistik, der bedarfsorientierte Einsatz von automatisierten Fahrzeugen im Stadtverkehr und im Schienenverkehr sowie die umfassende Verfügbarmachung von Umwelt-, Mobilitäts- und Verkehrsdaten. **Stand:** In Kraft seit Januar 2018
118.	Richtlinie zur Förderung des Absatzes elektrisch betriebener Fahrzeuge (Umweltbonus)	**Ziel/Inhalt:** Mit dem „Umweltbonus“ und der sog. Innovationsprämie wird der Erwerb von Elektrofahrzeugen gefördert. **Stand:** In Kraft seit Juli 2016
119.	Änderungen der Umweltbonus-Richtlinie	**Ziel/Inhalt:** 1. Änderung: Aufhebung Kumulationsverbot. Kaufanreiz soll durch die Kombinationsmöglichkeit verschiedener Förderinstrumente verstärkt werden, Preisunterschiede zu Fahrzeugen mit herkömmlichem Verbrennungsmotor sollen vermindert werden. 2. Änderung: Verlängerung der Richtlinie bis Ende 2020 und Aufnahme der Förderung des Einbaus von akustischen Warnsystemen von in bestimmten Situationen kaum wahrnehmbaren Elektrofahrzeugen, die insbesondere blinden und sehbehinderten Menschen dienen. 3. Änderung: Verlängerung der Richtlinie bis Ende 2025, Aufnahme Förderfähigkeit junger Gebrauchtfahrzeuge und deutliche Erhöhung der Fördersätze. 4. Änderung: Aus Gründen der Praktikabilität wird für die Ermittlung des reduzierten Kaufpreises, ab dem ein Gebrauchtfahrzeug förderfähig ist, künftig auf den Gesamtfahrzeugpreis des Neufahrzeugs abgestellt. 5. Änderung: Erhöhung des Bundesanteils (Innovationsprämie) und Einführung Kumulationsverbot. 6. Änderung: Staffelung Fördersätze in Abhängigkeit von Leasingdauer zur Vermeidung von Überförderung und Streichung Kumulationsverbot. **Stand:** 7. Änderung in Vorbereitung: Verlängerung Innovationsprämie bis Ende 2025

	Instrument	Umsetzungsstand
120.	Marktanreizpaket Elektromobilität	**Ziel:** Ausbau und Marktentwicklung der Elektromobilität und der Ladeinfrastruktur beschleunigen **Inhalt:** Es wird eine Kaufprämie für Neufahrzeuge in Höhe von bis zu 9000 Euro (reine Elektrofahrzeuge bzw. Brennstoffzellenfahrzeuge) und für Plug-in-Hybride in Höhe von bis zu 6750 Euro gezahlt (Umweltbonus mit sog. Innovationsprämie). Zur Verbesserung der Ladeinfrastruktur stellt der Bund bis zu 300 Mio. Euro zur Verfügung. **Stand:** Beschlossen im Mai 2016. Autokäufer können ihre Anträge seit dem Juli 2016 beim Bundesamt Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) stellen. **Zahlen:** Zur beschleunigten Marktentwicklung für Elektrofahrzeuge wurden die entsprechenden Fördermittel für den Umweltbonus und den Aufbau von Ladeinfrastruktur auf insgesamt 6,48 Mrd. Euro angesetzt. Davon wird die Gesamtfördersumme für den Umweltbonus auf 6,18 Mrd. Euro festgelegt, der Bundesanteil beträgt 4,09 Mrd. Euro und der Anteil der Automobilindustrie 2,09 Mrd. Euro. Zur Verbesserung der Ladeinfrastruktur stellte der Bund bis zu 300 Mio. Euro zur Verfügung.
121.	Förderrichtlinie Elektro-Mobil	**Ziel/Inhalt:** Im Rahmen des Förderprogramms „Elektro-Mobil“ wird Forschung und Entwicklung im Bereich der Elektromobilität gefördert. Dazu gehören z. B. Projekte im Bereich von Fahrzeugtechnik, Antriebssträngen, Ladeinfrastrukturen oder sonstigen übergeordneten Fragen im Zusammenhang mit der Elektromobilität. Ebenso werden Forschung und Entwicklung sowie Demonstration von innovativen Ladeinfrastrukturen und die Begleitung und Untersuchung dieser Maßnahmen im Hinblick auf den Abbau von Hemmnissen beim Stromnetzausbau und der Netzstabilität gefördert. Dazu wird Ladeinfrastruktur u. a. im öffentlichen, öffentlich zugänglichen, nichtöffentlich-gewerblichen und im rein privaten Bereich Ladeinfrastruktur aufgebaut und im realen Betrieb demonstriert. **Stand:** In Kraft seit Dezember 2017
122.	Förderaufruf zur Batteriezellfertigung	**Ziel:** Schaffung eines Verbundes für die Herstellung von Batteriezellen der neuesten Generationen, gemeinsam mit anderen europäischen Staaten **Inhalt:** Projektförderung. Leitgedanke: Eigenes Know-how ist für den künftigen unternehmerischen Markterfolg im Rahmen einer Wertschöpfungskette zur wettbewerbsfähigen, innovativen und umweltschonenden Batteriezellfertigung in Deutschland und Europa entscheidend. **Stand:** Die Förderbekanntmachung des BMWi wurde im Februar 2019 mit Stichtag 15.03.2019 im Bundesanzeiger veröffentlicht. In einem „summer IPCEI“ und einem „autumn IPCEI“ werden vielfältige Forschungs- und Demonstrationsprojekte inkl. des Aufbaus entsprechender Fertigungskapazitäten in Deutschland und europaweit – im autumn IPCEI vom BMWi federführend koordiniert – gefördert. Die beiden Calls für summer IPCEI und autumn IPCEI sind abgeschlossen und aktuell werden Skizze und Anträge geprüft und beschieden. **Zahlen:** Das BMWi plant, im Zeitraum 2019 – 2024 bis zu drei Mrd. Euro zur Verfügung zu stellen.
123.	Förderrichtlinie für die Nachrüstung von Diesel-Bussen der Schadstoffklassen Euro III, IV, V und EEV im Öffentlichen Personennahverkehr	**Ziel/Inhalt:** Zweck der Förderung ist es, durch eine Stärkung der Nachfrage nach Stickoxidminderungssystemen mittels eines finanziellen Anreizes für die rechtlich nicht verbindlich vorgeschriebene Nachrüstung von Bussen mit Selbstzündungsmotor (Diesel) einen spürbaren Beitrag zur Minderung der Stickstoffdioxidbelastung in Städten mit Grenzwertüberschreitungen zu leisten. **Stand:** In Kraft seit März 2018
124.	Förderrichtlinien für die Nachrüstung von schweren Kommunalfahrzeugen sowie von gewerblichen leichten und schweren Handwerker- und Lieferfahrzeugen mit Stickoxidminderungssystemen	**Ziel/Inhalt:** Handwerker- und Lieferfahrzeuge wie Fahrzeuge von Glaserbetrieben, Sanitärbetrieben oder Zustelldiensten sowie schwere Kommunalfahrzeuge wie Müll- und Straßenreinigungsfahrzeuge sind regelmäßig im Stadtverkehr unterwegs. Da sie hauptsächlich mit Dieselkraftstoff angetrieben werden, tragen sie zur Belastung der Innenstädte mit Stickstoffdioxid bei. Aufgrund des täglichen Einsatzes dieser Fahrzeuge in nicht unerheblichem Umfang ergibt sich ein Emissionsreduktionspotenzial, das in Städten mit Stickstoffdioxid-Grenzwertüberschreitungen ausgeschöpft werden soll. **Stand:** In Kraft seit Januar 2019
125.	Dreizehntes Gesetz zur Änderung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes	**Ziel/Inhalt:** Mit der Ergänzung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes sollen einheitliche Vorgaben für die Verhältnismäßigkeit von Verkehrsverboten wegen der Überschreitung des europarechtlich vorgegebenen Stickstoffdioxidgrenzwerts sowie bundesweit geltende Ausnahmen von derartigen Verkehrsverboten normiert und so Rechtssicherheit geschaffen werden. **Stand:** In Kraft seit April 2019

	Instrument	Umsetzungsstand
126.	Neuntes Gesetz zur Änderung des Straßenverkehrsgesetzes	**Ziel/Inhalt:** Den zuständigen Behörden der Länder soll ein effektives Instrument für die Überprüfung der Einhaltung von immissionsschutzrechtlich bedingten Verkehrsbeschränkungen und Verkehrsverboten an die Hand gegeben werden. Die nach Landesrecht zuständigen Behörden werden damit in die Lage versetzt, anlassbezogen festzustellen, ob ein Fahrzeug zur Teilnahme am Verkehr in einem Gebiet mit Verkehrsbeschränkungen oder Verkehrsverboten berechtigt ist. **Stand:** In Kraft seit April 2019
127.	Neue Rahmenverordnung (EU) 2018/858 über die Genehmigung und die Marktüberwachung von Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern sowie von Systemen, Bauteilen und selbständigen technischen Einheiten für diese Fahrzeuge	**Ziel/Inhalt:** Die Verordnung (EU) 2018/858 ist seit dem 01.09.2020 in allen Mitgliedstaaten der EU verbindlich anzuwenden. Die Neuerungen gegenüber dem bisherigen Rechtsrahmen betreffen insbesondere die Einführung spezifischer Vorschriften für die Marktüberwachung von Kraftfahrzeugen der Klassen M, N und O. Zudem hat die Kommission die Befugnis erhalten, auf eigene Kosten Prüfungen und Inspektionen durchzuführen, um nachzuprüfen, ob Fahrzeuge, Systeme, Bauteile und selbständige technische Einheiten die einschlägigen Anforderungen erfüllen. Ziel der Verordnung ist insbesondere eine einheitliche Umsetzung und Durchsetzung etwaiger Maßnahmen auf Unionsebene, z. B. bei Rückrufen. Gegenüber dem bisherigen Rechtsrahmen kommt diesen Vorschriften in allen Mitgliedstaaten der EU unmittelbare Wirkung zu und sie bedürfen grundsätzlich keiner Überführung in das nationale Recht.
128.	Neues, weltweites Prüfverfahren „World Harmonized Light Vehicle Test Procedure“ (WLTP)	**Ziel:** Repräsentativere und reproduzierbarere Werte der CO_2-Emissionen und des Kraftstoffverbrauchs zur Verfügung stellen, damit Kraftstoffverbräuche der Fahrzeuge im Test wieder stärker mit den Werten korrelieren, die Fahrzeugnutzer im Straßenverkehr feststellen. **Inhalt:** Auf der Grundlage dieses neuen Verfahrens werden die Abgas- und Verbrauchsnormen für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge festgelegt, wobei den strengeren Anforderungen dieses Verfahrens Rechnung getragen werden muss. Der neue Testzyklus wird sich nach Änderung der nationalen Pkw-Energieverbrauchskennzeichnungsverordnung auch im Pkw-Label wiederfinden und damit die Glaubwürdigkeit und Wirksamkeit des Labels erhöhen.
129.	Mobilitätspaket „Europa in Bewegung“	**Ziel:** Straßen- und Mobilitätssysteme der Zukunft gestalten, deren Wettbewerbsfähigkeit fördern, die soziale Gerechtigkeit in diesem Bereich stärken und einen klaren Weg für die Erreichung der Emissionsfreiheit vorgeben **Inhalt:** „Europa in Bewegung“ umfasst: • eine politische Mitteilung, in der ein langfristiger Plan für eine saubere, sozial gerechte und wettbewerbsfähige Mobilität skizziert wird. • acht Initiativen, mit denen vor allem die Funktionsweise des Güterkraftverkehrsmarkts sowie die Beschäftigungsbedingungen und der Sozialschutz der Arbeitnehmer verbessert und ein intelligentes System für die Erhebung von Straßenbenutzungsgebühren in Europa eingeführt werden sollen. • eine Reihe von nichtlegislativen Begleitdokumenten mit flankierenden Maßnahmen, die den Wandel hin zu einem nachhaltigen, digitalen und integrierten Mobilitätssystem beschleunigen sollen (Investitionsfinanzierung für Infrastruktur, Forschung und Innovation, kollaborative Plattformen usw.). **Stand:** Das Paket wurde im Mai 2017 veröffentlicht.
130.	Reform der EU-Verordnungen zur Verringerung der CO_2-Emissionen bei neuen Pkw und leichten Nutzfahrzeugen	**Ziel:** Senkung der CO_2-Emissionen im Verkehr **Inhalt:** Die CO_2-Emissionen der Neuwagenflotte von Pkw sollen gegenüber dem Jahr 2021 bis zum Jahr 2025 um 15 %, bis zum Jahr 2030 um 37,5 % sinken. Die CO_2-Emissionen neuer leichter Nutzfahrzeuge sollen gegenüber dem Jahr 2020 bis zum Jahr 2025 um 15 % und bis zum Jahr 2030 um 31 % sinken. **Stand:** Die Maßnahme ist mit der erfolgten Zustimmung des EU-Ministerrats im April 2019 verabschiedet.
131.	EU-Verordnung zur Verringerung der CO_2-Emissionen bei schweren Nutzfahrzeugen (SNF)	**Ziel:** Senkung der CO_2-Emissionen im Verkehr **Inhalt:** Die CO_2-Emissionen von neuen schweren Nutzfahrzeugen sollen bis 2025 gegenüber 2019 um 15 %, bis 2030 um 30 % sinken. Null- und Niedrigemissionsfahrzeuge werden durch ein Anreizsystem unterstützt. **Stand:** Im Februar 2019 wurde eine Einigung im Trilogverfahren zwischen EU-Kommission, EU-Ministerrat und Europäischem Parlament getroffen. Das Europäische Parlament hat der Einigung im April 2019 zugestimmt. Die Zustimmung durch den EU-Ministerrat ist für Juni 2019 vorgesehen.
132.	Erklärung der EU-Mitgliedstaaten zur sauberen Energie- und Mobilitätszukunft	**Ziel:** Eine saubere Energie- und Mobilitätszukunft gestalten **Inhalt:** Es werden erforderlich Maßnahmen in fünf Bereichen definiert: 1. die schnelle Einführung emissionsfreier Fahrzeuge und Optionen für erneuerbare Kraftstoffe; 2. das Mobilitätsmanagement; 3. die Förderung aktiver Mobilität (Radfahren, zu Fuß gehen); 4. die Unabhängigkeit der Mobilität vom sozialen Status und 5. die Verzahnung der verschiedenen Verkehrssysteme. **Stand:** Die Erklärung wurde von den EU-Mitgliedstaaten im Oktober 2018 verabschiedet.

	Instrument	Umsetzungsstand
133.	Strategie automatisiertes und vernetztes Fahren – Leitanbieter bleiben, Leitmarkt werden, Regelbetrieb einleiten (Strategie AVF)	**Ziel:** Schaffung von Rahmenbedingungen und erforderlichen Voraussetzungen für die Einführung von Systemen des automatisierten und vernetzten Fahrens in Verbindung mit Intelligenten Verkehrssystemen (IVS) **Inhalt:** Umsetzung von Maßnahmen in den Handlungsfeldern Infrastruktur, Recht, Innovation, Vernetzung, Cyber-Sicherheit und Datenschutz sowie gesellschaftlicher Dialog, um die Potenziale der Technologien – Erhöhung der Verkehrssicherheit, Erhöhung der Verkehrseffizienz, Reduzierung der mobilitätsbedingten Emissionen sowie Stärkung des Innovations- und Wirtschaftsstandorts Deutschland – zu heben.
134.	Pkw-Label	**Ziel:** Ziel ist die Verringerung von Kraftstoffverbrauch und Emissionen von Pkws. **Inhalt:** Seit dem Jahr 2011 werden Neuwagen mit dem Pkw-Label gekennzeichnet, das die Effizienzklasse anzeigt. Es zeigt an, in welche Effizienzklasse ein Auto fällt – grün steht für effizient. Zudem informiert es übersichtlich zu Kraftstoffverbrauch, -kosten und CO_2-Ausstoß. Die Bundesregierung plant, das Label zeitnah zu aktualisieren und dabei an das WLTP-Testverfahren anzupassen.
135.	Förderprogramme für energieeffiziente Nutzfahrzeuge	**Ziel:** Die Markteinführung und -durchdringung von energieeffizienten und/oder CO_2-armen Nutzfahrzeugen wird durch ein befristetes Förderprogramm unterstützt. **Inhalt:** Gefördert wird die Anschaffung von Lkw und Sattelzugmaschinen mit Erdgas- (Compressed Natural Gas – CNG), Flüssigerdgas- (Liquefied Natural Gas – LNG) und bestimmten Elektroantrieben (reine Batterieelektrofahrzeuge und Brennstoffzellenfahrzeuge), die für den Güterkraftverkehr bestimmt sind und deren zulässiges Gesamtgewicht mindestens 7,5 t beträgt. **Stand:** Das Programm ist im Juni 2018 in Kraft getreten und läuft bis zum 31.03.2021. Im Jahr 2021 dürfen laut Haushaltsvermerk nur noch Lkw und Sattelzugmaschinen mit Elektro-Antrieb gefördert werden. **Zahlen:** Jährlich stehen 10 Mio. Euro für das Programm zur Verfügung.
136.	Förderprogramm „Elektromobilität vor Ort“	**Ziel:** Unterstützung des Markthochlaufs von Elektrofahrzeugen durch die Unterstützung der Beschaffung im kommunalen Kontext und damit verbundener Maßnahmen zum Aufbau von Ladeinfrastruktur. Förderung von strategischen Forschungs- und Demonstrationsvorhaben im ÖPNV und mit elektrischen Liefer- oder Nutzfahrzeugen. **Inhalt/Stand:** Die Förderrichtlinie ist seit 2015 in Kraft und wurde 2017 leicht aktualisiert. Bislang wurden sieben Förderaufrufe durchgeführt, davon einer zur Ausführung des Sofortprogramms „Saubere Luft 2017 – 2020“. **Zahlen:** Für den Zeitraum 2017 bis 2020 stehen rd. 140 Mio. Euro zur Verfügung. Zusätzlich werden die Mittel zur Fahrzeugbeschaffung aus dem Sofortprogramm „Saubere Luft 2017 – 2020“ mit 175 Mio. Euro ergänzt. Bis Ende 2017 wurde die Beschaffung von ca. 2.300 Elektrofahrzeugen einschließlich dazugehöriger Ladeinfrastruktur gefördert. Weiterhin wurden ca. 130 Elektromobilitätskonzepte sowie mehrere Forschungs- und Entwicklungsprojekte gefördert.
137.	Elektromobilitätsgesetz 2015 und darauf gestützte Neuregelungen	**Ziel/Inhalt:** Durch das Gesetz und die darauf basierenden Neuregelungen – 50. Verordnung zur Änderung straßenverkehrsrechtlicher Vorschriften und die diese begleitenden Verwaltungsvorschriften (VwV-StVO) – erhalten Städte und Gemeinden die rechtlichen Möglichkeiten für die Privilegierung von Elektrofahrzeugen. Anreizmaßnahmen vor Ort können die Bereitstellung von kostenlosen Parkplätzen sein oder Elektrofahrzeuge von Zufahrtbeschränkungen auszunehmen. Ebenso besteht die Möglichkeit zur Öffnung von Bus- oder Sonderspuren. Durch eine Ausnahme im Führerscheinrecht für elektrisch betriebene Fahrzeuge in der Klasse N2 können Batteriefahrzeuge bis zu einem Gesamtgewicht bis maximal 4,25 t mit einer Fahrerlaubnis der Klasse B (Pkw-Führerschein) geführt werden.
138.	Regierungsprogramm zur Elektromobilität 2011	**Ziel:** Ziel ist es, den Markthochlauf von elektrisch betriebenen Fahrzeugen zu unterstützen. Aus diesem Programm sind bereits viele Maßnahmen realisiert worden.
139.	Beschaffungsinitiative Elektromobilität	**Ziel/Inhalt/Zahlen:** Der Anteil der insgesamt neu beschafften bzw. gemieteten Fahrzeuge mit einem Emissionswert unter 50 g (alternativ: elektrische Mindestreichweite von 40 km) soll über die bereits vereinbarten 10 % hinaus auf künftig 20 % erhöht werden.
140.	Steuerliche Regelung für die private Nutzung der Elektromobilität	**Ziel/Inhalt:** Im Einkommensteuergesetz werden vom Arbeitgeber gewährte Vorteile für das elektrische Aufladen eines Elektrofahrzeugs oder Hybridelektrofahrzeugs im Betrieb des Arbeitgebers oder eines verbundenen Unternehmens und für die zeitweise zur privaten Nutzung überlassene betriebliche Ladevorrichtung steuerbefreit (§ 3 Nummer 46 EStG). Der Arbeitgeber hat auch die Möglichkeit, die Lohnsteuer für geldwerte Vorteile aus der unentgeltlichen oder verbilligten Übereignung einer Ladevorrichtung sowie für Zuschüsse zu den Aufwendungen des Arbeitnehmers für den Erwerb und für die Nutzung einer Ladevorrichtung pauschal mit 25 % zu erheben (§ 40 Absatz 2 Satz 1 Nummer 6 EStG). **Stand:** Die Neuregelungen gelten vom 01.01.2017 bis zum 31.12.2020.

	Instrument	Umsetzungsstand
141.	IKT für Elektromobilität: Intelligente Anwendungen für Mobilität, Logistik und Energie	**Ziel/Inhalt:** Mit der Fördermaßnahme sollen die notwendigen Veränderungen in Richtung einer umwelt- und nutzerfreundlichen vernetzten Mobilität und die Weiterentwicklung der Verkehrs- und Logistiksysteme mit Hilfe von Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) unterstützt werden. Im Zentrum des Förderschwerpunktes steht die Entwicklung und Erprobung von offenen, IKT-basierten Systemansätzen, bei denen (gewerbliche) Elektromobilität optimal in intelligente Mobilitäts-, Logistik- und Energieinfrastrukturen sowie Betriebsumgebungen eingebunden wird. **Stand:** Die Bekanntmachung erfolgte im Januar 2019. Zweimal im Jahr können Projektskizzen eingereicht werden. Der letzte Einreichungsstichtag ist der 31.10.2021.
142.	Förderprogramm „Erneuerbar mobil“	**Ziel:** Förderung von Forschungsvorhaben zum Thema Elektromobilität zum Zwecke der Hebung ihres Potenzials für den Klima-, Umwelt- und Ressourcenschutz sowie als Beitrag für die Erhöhung der Lebensqualität und eine nachhaltige Stadtentwicklung **Inhalt:** Seit 2009 fördert das BMU Unternehmen und Institute in anspruchsvollen F&E-Vorhaben im Bereich der Elektromobilität. Die im Rahmen des zweiten Konjunkturpaketes erfolgreich gestartete Förderung wird seit 2012 durch das Programm Erneuerbar Mobil stetig fortgeführt, u. a. zu Fahrzeug- und Betriebskonzepten und zur Kopplung von Elektrofahrzeugen mit Energieversorgungssystemen. Auch die Förderung der Feldversuche zum Oberleitungs-Lkw zählt zum Programm „Erneuerbar mobil“, zusätzlich unterstützt aus Mitteln der Nationalen Klimaschutzinitiative des BMU. **Stand:** Am 15.12.2017 wurde die mittlerweile vierte Förderbekanntmachung im Rahmen des Programms Erneuerbar Mobil veröffentlicht, diesmal als gemeinsame Initiative des BMWi und des BMU. Daneben beteiligt sich das BMU im Rahmen von Erneuerbar Mobil an der Umsetzung des „Sofortprogramms Saubere Luft“ der Bundesregierung, indem es die Beschaffung elektrisch betriebener leichter Nutzfahrzeuge und/oder Pkw für den Taxibetrieb, als Mietwagen und für das Carsharing im urbanen Verkehr unterstützt. **Zahlen:** Im Rahmen des Programms Erneuerbar Mobil wurden seit 2012 mehr als 100 Projekte mit über 150 Projektpartnern deutschlandweit und einem Fördervolumen von mehr als 350 Mio. Euro gefördert (Stand: Januar 2019).
143.	Förderrichtlinie Elektromobilität	**Ziel:** Ziel ist die Förderung von anwendungsorientierten F&E-Maßnahmen sowie der Beschaffung von Elektrofahrzeugen (Antriebe, Optimierung der Wertschöpfungskette, Informations- u. Kommunikationstechnologien) über alle Verkehrsträger.
144.	Förderrichtlinie zur Anschaffung von Elektrobussen im öffentlichen Personennahverkehr	**Ziel/Inhalt:** Anschaffung von Elektrobussen oder Plug-in-Hybridbussen und der dazugehörenden Ladeinfrastruktur sowie weitere Maßnahmen, die zur Inbetriebnahme der Elektrobusse/Plug-in-Hybridbusse nötig sind (zum Beispiel Schulungen und Werkstatteinrichtungen). **Stand:** In Kraft seit März 2018
145.	Kraftfahrzeugsteuer	**Ziel/Inhalt/Stand:** Mit dem Verkehrssteueränderungsgesetz von Dezember 2012 wurde die bis dahin auf reine Elektro-Pkw beschränkte Kraftfahrzeugsteuerbefreiung erweitert auf reine Elektrofahrzeuge aller Fahrzeugklassen. Darüber hinaus wurde die Steuerbefreiung für diese Fahrzeuge bei erstmaliger Zulassung zwischen 18.05.2011 und 31.12.2015 von fünf auf zehn Jahre verlängert. Eine Steuerbefreiung für fünf Jahre war vorgesehen für Fahrzeuge mit erstmaliger Zulassung in der Zeit vom 01.01.2016 bis 31.12.2020. Mit dem Gesetz zur steuerlichen Förderung von Elektromobilität im Straßenverkehr von November 2016 wurde der Befreiungszeitraum einheitlich für alle reinen Elektrofahrzeuge mit Erstzulassung zwischen 18.05.2011 und 31.12.2020 auf zehn Jahre festgelegt. Auf reinen Elektroantrieb umgerüstete Kfz werden ebenfalls begünstigt, sofern die technische Umrüstung in der Zeit vom 18.05.2016 bis 31.12.2020 vorgenommen wird.
146.	Taskforce „LNG in schweren Nutzfahrzeugen“	**Ziel:** Beschleunigung der Markteinführung von LNG im schweren Güterverkehr **Inhalt:** 1. Maßnahmenentwicklung für die Entwicklung des LNG-Marktes in Deutschland; 2. Bewertung der Umwelt- und Klimaauswirkungen sowie Beurteilung der Wirtschaftlichkeit auf Basis von Praxiswerten aus den BMVI-Demonstrationsprojekten; 3. Erstellung einer Informationsgrundlage zu Wirtschaftlichkeits- und Umsetzungsaspekten für Nutzer von LNG-Lkw. **Stand:** Gründung auf Initiative des BMVI im November 2015
147.	Verordnung über technische Mindestanforderungen an den sicheren und interoperablen Aufbau und Betrieb von öffentlich zugänglichen Ladepunkten für Elektromobile	**Ziel:** Ziel ist die Schaffung einheitlicher Standards für die Ladeinfrastruktur von Elektroautos. Dies unterstützt den bedarfsgerechten Ausbau von öffentlich zugänglichen Ladepunkten durch private Investoren und somit den Markthochlauf von Elektromobilen in Deutschland. **Inhalt:** I: Beinhaltet Ladesteckerstandards und Mindestanforderungen zum Aufbau und Betrieb von öffentlich zugänglichen Ladepunkten für Elektromobile. II: Authentifizierung und Bezahlung an den Ladesäulen sollen vereinheitlicht werden. III: Ergänzt die bestehende Ladesäulenverordnung um die EU-Vorgaben für das sogenannte „punktuelle Laden“: Betreiber von öffentlich zugänglichen Ladepunkten haben demnach jeder Nutzerin und jedem Nutzer eines Elektrofahrzeugs das Laden zu ermöglichen, auch wenn kein langfristiger Stromlieferungsvertrag vorliegt. **Stand:** In Kraft seit Juni 2017. Novellierung in Vorbereitung.

	Instrument	Umsetzungsstand
148.	EU-Richtlinie über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe 2014	**Ziel:** Aufbau einer angemessenen Mindestausstattung an Tank- und Lademöglichkeiten für alternative Kraftstoffe sowie Schaffung notwendiger Mindeststandards sowohl technischer Art als auch in Bezug auf Verbraucherinformation **Inhalt:** Die Umsetzung der Richtlinie ist Bestandteil der MKS, da der zügige Aufbau einer leistungsfähigen Tank- bzw. Ladeinfrastruktur für alternative Kraftstoffe ein Kernelement der Energiewende im Verkehrsbereich ist. **Stand:** Im November 2016 wurde der vom Bundeskabinett beschlossene Nationale Strategierahmen bei der EU-Kommission eingereicht. Die Maßnahmen des Strategierahmens werden in der jeweiligen Ressortzuständigkeit umgesetzt.
149.	Förderrichtlinie „Ladeinfrastruktur Elektrofahrzeuge in Deutschland“	**Ziel:** Aufbau einer flächendeckenden, öffentlich zugänglichen Ladeinfrastruktur mit bundesweit 15.000 Ladesäulen, davon 10.000 Normalladestationen und 5.000 Schnellladestationen. Die Förderrichtlinie Ladeinfrastruktur (FRL-LIS) ist Teil des im Mai 2016 durch das Kabinett beschlossenen Marktanreizpakets für die Elektromobilität. **Inhalt:** Die Förderrichtlinie gewährt einen Zuschuss (max. 60 %) zu den Investitionskosten für Ladepunkte und zum Netzanschluss. Regelmäßige Förderaufrufe legen die für die jeweilige Förderphase geltenden Bedingungen fest. **Stand/Zahlen:** Seit Februar 2017 in Kraft. Für das Förderprogramm mit der Laufzeit 2017 bis 2020 werden insgesamt 300 Mio. Euro bereitgestellt. Es wurden in 2017 zwei Förderaufrufe mit ca. 3000 Anträgen durchgeführt.
150.	Aufbau der Wasserstoff-Infrastruktur (Projekt H2-Mobilität)	**Ziel/Inhalt:** Aufbau von 400 Wasserstofftankstellen bis zum Jahr 2025 in Deutschland. Der Aufbau der ersten 100 Tankstellen erfolgt unabhängig vom Fahrzeughochlauf (Henne-Ei-Problem). **Stand:** Die ersten 50 Wasserstofftankstellen werden von der Bundesregierung im Rahmen des NIP kofinanziert. Weitere Tankstellen sind zur Förderung im NIP II (2016 – 2026) beantragt. **Zahlen:** Im Mai 2019 waren 68 Wasserstofftankstellen in Betrieb.
151.	Nationaler Strategierahmen über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (NSR)	**Ziel:** Der NSR setzt Ziele für die öffentlich zugängliche Tank- und Ladeinfrastruktur und untersetzt diese mit entsprechenden Maßnahmen, die (ggf. gemeinsam mit der Industrie) seitens der Bundesregierung zur Zielerreichung umzusetzen sind. **Inhalt:** Der vom Bundeskabinett beschlossene Nationale Strategierahmen umfasst die Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge, die Infrastruktur für die Erdgasversorgung (komprimiertes und verflüssigtes Erdgas) und die Infrastruktur für die Wasserstoffversorgung von Brennstoffzellenfahrzeugen. Er ist Teil der Umsetzung der Richtlinie 2014/94/EU. Der NSR versteht sich als lernende Strategie, die im laufenden Prozess der Umsetzung der EU-Richtlinie regelmäßig überprüft und gegebenenfalls angepasst wird. Hierzu wird das BMVI ein kontinuierliches Monitoring-Verfahren installieren. Nach Ablauf von drei Jahren ist der EU-Kommission gemäß EU-RL über den Stand des Infrastrukturaufbaus zu berichten. **Stand:** Im November 2016 hat die Bundesregierung den NSR an die EU-Kommission übermittelt.
152.	Förderung des Kombinierten Verkehrs (KV) durch Aus- und Neubau von Umschlaganlagen	**Ziel:** Die KV-Förderung dient der Verlagerung von Gütertransporten in genormten Ladeeinheiten von der Straße auf die Schiene und die Bundeswasserstraße. **Inhalt:** Die Bundesregierung fördert den KV durch Baukostenzuschüsse für Umschlaganlagen. Dies geschieht für Anlagen der DB AG über das Bundesschienenwegeausbaugesetz und für private Anlagen über eine BMVI-Förderrichtlinie. Mit der Förderrichtlinie für private KV-Umschlaganlagen wird der Neu- und Ausbau von Anlagen mit bis zu 80 % der zuwendungsfähigen Kosten unterstützt. Auf Beschluss des Bundeskabinetts wurde 2015/2016 für die Förderung der privaten Anlagen eine Haushaltsanalyse, eine sogenannte Spending Review, durchgeführt. Dabei wurden insbesondere Erleichterungen bei der Absicherung möglicher Rückzahlungsverpflichtungen an den Bund vereinbart, die in der aktuellen Förderrichtlinie bereits umgesetzt sind. **Stand:** Die aktuelle Richtlinie gilt seit Januar 2017 und läuft bis Ende 2021. Die Arbeiten an der Nachfolgerichtlinie haben bereits begonnen. Im 1. Quartal 2021 werden Verbändegespräche zu einem Evaluierungsgutachten zur aktuellen Förderrichtlinie durchgeführt, das vom BMVI in Auftrag gegeben wurde. Ende 2021 soll die neue Förderrichtlinie in Kraft treten.
153.	Förderrichtlinie Städtische Logistik	**Ziel:** Förderziel ist es, die durch städtische Lieferverkehre verursachten Luftschadstoffemissionen (NOx), Treibhausgasemissionen (CO_2), Feinstaubemissionen (PM) und Lärmemissionen in Landkreisen und Kommunen zu reduzieren und/oder den Verkehrsfluss zu verbessern. **Inhalt:** Gefördert werden können die Erstellung von städtischen Logistikkonzepten und Machbarkeitsstudien zu konkreten Einzelvorhaben sowie die Errichtung anbieterübergreifender Mikro-Depots. Antragsberechtigt sind Kommunen und Landkreise. **Stand:** Die Förderrichtlinie ist seit Mitte 2019 in Kraft und läuft bis Ende 2021. Am 04.01.2021 wird der vierte und letzte Förderaufruf veröffentlicht. Förderanträge können bis zum 31.08.2021 bei der Bundesanstalt für Verwaltungsdienstleistungen eingereicht werden.

	Instrument	Umsetzungsstand
154.	Nationaler Radverkehrsplan 2020 (NRVP 2020)	**Ziel:** Die Radverkehrsförderung ist ein gemeinsames Anliegen von Bund, Ländern und Kommunen. **Zahlen:** Die Bundesmittel für nicht-investive innovative Projekte 2019 beliefen sich auf 5,0 Mio. Euro. Für investive Modellvorhaben wurden 2019 erstmals 20 Mio. Euro zur Verfügung gestellt. Darüber hinaus wurden für den Bau und die Erhaltung von Radwegen an bestehenden Bundesfernstraßen 98 Mio. Euro bereitgestellt. Für die Ertüchtigung von Betriebswegen an Bundeswasserstraßen wurden zusätzlich 1,2 Mio. Euro bereitgestellt. Der Sollansatz lag in den Jahren 2018 bei 1,296 Mio. Euro und in 2019 bei 1,087 Mio. Euro. Hinzu kommen jährlich rund 1,3 Mrd. Euro aus dem Bundeshaushalt, unter anderem zur Verbesserung der Verkehrsverhältnisse der Gemeinden (sog. „Entflechtungsmittel"). Diese Mittel werden in der bisherigen Höhe bis zum Jahr 2019 weitergeführt und sind auch für die Radverkehrsinfrastruktur verwendbar.
155.	Initiative Digitale Vernetzung im Öffentlichen Personenverkehr	**Ziel:** Kernelement ist ein Dialog- und Stakeholder-Prozess mit Vertretern der Länder, der Aufgabenträger, der Kommunen, der Verkehrsunternehmen und -verbünde, der Industrie sowie der Verbraucherverbände. **Inhalt:** Relevante Handlungs- und Entscheidungsträger haben gemeinsam eine Roadmap erarbeitet, die die Handlungserfordernisse, die notwendigen Schritte sowie Verantwortlichkeiten skizziert. Das BMVI beteiligt sich finanziell an der Umsetzung der Roadmap. **Stand:** Die Initiative startete im Frühjahr des Jahres 2015. Die Roadmap wurde im Juni 2016 verabschiedet. **Zahlen:** Für die Jahre 2016 bis 2018 standen insgesamt 16 Mio. Euro im Zukunftsinvestitionsprogramm zur Verfügung.
156.	Bundesverkehrswegeplan	**Ziel:** Erhalt und Ersatz vor Aus- und Neubau, Engpassbeseitigung auf Hauptachsen, Stärkung der umweltfreundlicheren Verkehrsträger **Inhalt:** Die vom Bundestag beschlossenen Ausbaugesetze sind die Grundlage für die Finanzierung und Realisierung der Projekte im Bereich Aus- und Neubau. **Stand:** Der BVWP 2030 wurde im August 2016 im Kabinett beschlossen. **Zahlen:** Insgesamt sind 270 Mrd. Euro für den Erhaltung und Ersatz sowie Aus- und Neubau bei den Verkehrsträgern Straße, Schiene und Wasserstraße vorgesehen.
157.	Förderung der Wasserstoffmobilität im Schienenverkehr im Rahmen des NIP	**Ziel/Inhalt/Stand/Zahlen**: Im September 2016 wurde der weltweit erste wasserstoffbetriebene Zug vorgestellt. Von 2018 bis 2020 sollen in Niedersachsen 14 Wasserstoffzüge auf bisher nicht elektrifizierten Strecken zum Einsatz kommen und so Dieselloks ersetzen. Insgesamt sollen rund 50 Züge bis zum Jahr 2021 im Personenverkehr zum Einsatz kommen. Somit sollen Synergien mit der Entwicklung der Wasserstoffmobilität im Straßenverkehr, insbesondere bei Produktion, Transport und Bereitstellung des Kraftstoffes genutzt werden.
158.	Weiterentwicklung der Lkw-Maut/Anpassung der europäischen Wegekostenrichtlinie	**Ziel/Inhalt:** Um den Güterverkehr klimafreundlicher auszugestalten, soll die Lkw-Maut weiterentwickelt werden. Entsprechend dem Klimaschutzprogramm 2030 wird angestrebt, die Lkw-Maut ab 2023 mit einem wirksamen CO_2-Aufschlag auszugestalten. Hierfür ist zunächst eine Änderung der Richtlinie 1999/62/EG (Wegekostenrichtlinie) auf EU-Ebene erforderlich, welche den Rechtsrahmen für die Mauterhebung durch die Mitgliedstaaten festlegt. Die Richtlinie 1999/62/EG sieht eine CO_2-Differenzierung derzeit nicht vor. **Stand:** Die Richtlinie wird derzeit überarbeitet. Auf Basis des Vorschlags der EU-Kommission zur Änderung der Richtlinie von 2017 hat das EP bereits im Oktober 2018 ein Trilogmandat erteilt. Unter DEU-RP werden die Ratsmitglieder am 18.12.2020 aller Voraussicht nach ein Mandat für Trilogverhandlungen auf Botschafterebene erteilen. Unter PRT-RP wird in diesem Fall mit den Trilogverhandlungen begonnen. Basis für das Mandat im Rat ist der aktuelle Kompromisstext, der die Einführung einer CO_2-emissionsbezogenen Spreizung der Infrastrukturgebühren vorsieht (zunächst soll eine derartige Spreizung optional, später obligatorisch sein). Alternativ und auch kumulativ bestünde außerdem die Möglichkeit, einen Aufschlag für CO_2-Kosten zu erheben. Der Text enthält auch eine vorübergehende Befreiungsmöglichkeit für Nullemissionsfahrzeuge.
159.	Zukunftsbündnis Schiene	**Ziel/Inhalt:** Das im Koalitionsvertrag vereinbarte „Zukunftsbündnis Schiene" (ZBS) wurde im Oktober 2018 ins Leben gerufen. Mit dem am 30.06.2020 geschlossenen „Schienenpakt des Zukunftsbündnisses Schiene" und dem dazugehörigen Masterplan Schienenverkehr haben die Bundesregierung und der Sektor vereinbart, bis 2030 unter anderem doppelt so viele Bahnkundinnen und Bahnkunden gewinnen und den Anteil des Schienengüterverkehrs auf mindestens 25 Prozent steigern zu wollen. Um diese und weitere Ziele zu erreichen, wurden diverse Maßnahmen für die folgenden zentralen Handlungsfelder beschlossen: Deutschlandtakt einführen, Kapazitäten ausbauen, Wettbewerbsfähigkeit der Schiene stärken, Lärm- und Klimaschutz vorantreiben, Innovationen fördern und Fachkräfte gewinnen.

	Instrument	Umsetzungsstand
160.	Stärkung des Schienengüterverkehrs	**Ziel/Inhalt/Stand/Zahlen:** Der Schienenverkehr soll verstärkt ausgebaut werden. Hierfür wurden zwischen den Jahren 2016 und 2018 mit Mitteln des Zukunftsinvestitionsprogramms deutlich höhere Investitionen in den Infrastrukturausbau ermöglicht. Neben der Realisierung von Bedarfsplanvorhaben werden die kapazitätserhöhenden Maßnahmen des Sofortprogramms Seehafen-Hinterland-Verkehr II beginnend im Jahr 2015 bis 2020 umgesetzt. Für das Sofortprogramm Seehafen-Hinterland-Verkehr II wurde die Finanzierungsvereinbarung für eine erste Tranche abgeschlossen. Zur dauerhaften Stärkung des Schienengüterverkehrs sollen die Maßnahmen des „Masterplans Schienengüterverkehr“ umgesetzt werden: Die Förderung des Schienengüterverkehrs über eine anteilige Finanzierung der genehmigten Trassenentgelte durch zusätzliche Bundesmittel nach der im Dezember 2018 in Kraft getretenen Förderrichtlinie zur Absenkung der Trassenpreise im Schienengüterverkehr soll einen Anreiz setzen, die Preise im Schienengüterverkehr zu reduzieren und Güterverkehre von der Straße auf die umweltfreundlichere Schiene zu verlagern. Die Wettbewerbsfähigkeit des Schienengüterverkehrs soll dadurch verbessert werden. Hierfür werden ab Juli 2018 175 Mio. Euro, 2019 bis 2022 jährlich 350 Mio. Euro und 2023 175 Mio. Euro Haushaltsmittel bereitgestellt. Die Fördermaßnahme soll 2021 evaluiert werden. Eine Stärkung des Schienengüterverkehrs erfolgt zusätzlich durch die Bundesförderung für private Umschlaganlagen des Kombinierten Verkehrs und für private Gleisanschlüsse sowie durch die Anlagenpreisförderung mit Schwerpunkt Einzelwagenverkehr und die Förderung von Innovationen im Bundesprogramm „Zukunft Schienengüterverkehr“.
161.	Stärkung des Verkehrsträgers Wasserstraße	**Ziel/Inhalt/Stand/Zahlen:** Im Rahmen der Richtlinie zur Nachhaltigen Modernisierung von Binnenschiffen vom 01.01.2020 werden alternative Antriebe (z. B. LNG, Elektroantrieb, Methanol) gefördert. Die Förderrichtlinie des Bundes für private Umschlaganlagen des Kombinierten Verkehrs gilt auch für Anlagen zum Umschlag auf die Wasserstraße.
162.	Stärkung regionaler Wirtschaftskreisläufe	**Ziel/Inhalt/Stand/Zahlen:** Vergabe einer Vorstudie der Bundesregierung zu regionalen Wirtschaftskreisläufen wird vorbereitet. Die Studie soll eine vorbereitende Analyse als Grundlage zur Erstellung von Leitfäden für Kommunen erarbeiten.
163.	Stärkung des Öffentlichen Personennahverkehrs	**Ziel/Inhalt/Stand/Zahlen**: Die Regionalisierungsmittel wurden im Jahr 2016 auf 8,2 Mrd. Euro erhöht; sie wurden aufgrund des Klimapakets der Bundesregierung nochmals verstärkt und werden in den Folgejahren bis 2031 jährlich mit einer Rate von 1,8 % dynamisiert. Für den Wegfall der Entflechtungsmittel erhalten die Länder ab 2020 eine entsprechende Kompensation im Rahmen von allgemeinen Zahlungen aus dem Umsatzsteueraufkommen.
164.	Stärkung des Rad- und Fußverkehrs	**Ziel:** Weiterentwicklung der Radverkehrsinfrastruktur und Verknüpfung des Radverkehrssystems mit anderen Verkehrsträgern durch investive, nicht investive und kommunikative Maßnahmen. Verbesserung der Rahmenbedingungen. **Stand:** In den Förderjahren 2018 und 2019 wurden 33 Projekte gefördert. Die Verabschiedung des neuen Nationalen Radverkehrsplans ist im Frühjahr 2021 geplant.
165.	Achtes Gesetz zur Änderung des Straßenverkehrsgesetzes (automatisiertes Fahren)	**Ziel:** Schaffung der rechtlichen Grundlagen für hoch- oder vollautomatisierte Fahrfunktionen **Stand:** In Kraft seit Juni 2017
166.	Maßnahmenplan zur Schaffung von Ethikregeln für Fahrcomputer	**Ziel:** Schaffung der notwendigen Rahmenbedingungen bei der Entwicklung dieser neuen Technologie sowie der Erhalt der international führenden Rolle Deutschlands bei der Gestaltung dieses Prozesses **Inhalt:** Maßnahmenplan auf Grundlage des Berichts der Ethik-Kommission Automatisiertes und Vernetztes Fahren **Stand:** Im September 2017 veröffentlicht
167.	Ermäßigter Steuersatz für den ÖPNV im Stromsteuergesetz	**Ziel:** Mit der Steuervergünstigung soll die Nutzung von Plug-in-Hybrid- und Elektrofahrzeugen im ÖPNV gefördert werden. Damit wird neben der Stromsteuervergünstigung für die Schienenbahnen und der Energiesteuervergünstigung für Kraftstoffe im ÖPNV entsprechend dem technologischen Fortschritt eine Steuervergünstigung für Plug-in-Hybrid- und Elektrofahrzeuge geschaffen. **Inhalt/Stand:** Mit der Änderung des Stromsteuergesetzes zum 01.01.2018 wurde der Steuersatz auf 11,42 Euro je MWh ermäßigt. **Zahlen:** Die Steuermindereinnahmen werden auf 1 Mio. Euro jährlich geschätzt.

	Instrument	Umsetzungsstand
168.	Fortführung der ermäßigten Energiesteuersätze für Erdgas und Flüssiggas	**Ziel:** Die Fortführung der Steuervergünstigung ist ein Anreiz für den Einsatz alternativer Kraftstoffe im öffentlichen und individuellen Verkehr in Innenstädten. **Inhalt/Stand:** Die Änderung des Energiesteuergesetzes zum 01.01.2018 verlängert die Steuerermäßigung für Erdgas bis einschließlich 31.12.2026, mit degressiver Abschmelzung des Steuersatzes ab 01.01.2024. Die Steuerermäßigung für Autogas/Flüssiggas wird seit 01.01.2019 degressiv abgeschmolzen, bis ab 01.01.2023 der reguläre Steuersatz Anwendung findet. **Zahlen:** Die Steuermindereinnahmen für die Fortführung der Steuervergünstigung für Erdgas und Flüssiggas werden über die gesamte Laufzeit auf 1 Mrd. Euro geschätzt. Die genaue Summe ist abhängig vom tatsächlichen Verbrauch der Kraftstoffe.
169.	Gesetz zur Vermeidung von Umsatzsteuerausfällen beim Handel mit Waren im Internet	**Ziel:** Das Gesetz fördert u. a. Elektromobilität und zusätzliche umweltfreundliche Alternativen zur Nutzung von Kraftfahrzeugen mit Verbrennungsmotoren. **Inhalt:** Das Gesetz enthält u. a. die folgenden Regelungen: • Förderung der Elektromobilität durch Halbierung der Bemessungsgrundlage der Dienstwagenbesteuerung für die private Nutzung von Elektro- und extern aufladbaren Hybridelektrofahrzeugen, die in den Jahren 2019 bis 2021 angeschafft wurden, • Steuerbefreiung für die private Nutzung von betrieblichen Elektrofahrrädern und herkömmlichen Fahrrädern, • Steuerbefreiung für Zuschüsse des Arbeitgebers zu den Aufwendungen der Arbeitnehmerinnen und Arbeitnehmer für die Fahrten mit öffentlichen Verkehrsmitteln im Linienverkehr zwischen der Wohnung und ersten Tätigkeitsstätte sowie für entsprechende Sachbezüge. **Stand:** Gesetz vom 11.12.2018. Weitestgehend am 01.01.2019 in Kraft getreten.
	Kapitel 8: Treibhausgasemissionen	
170.	Bundes-Klimaschutzgesetz	**Ziel:** Mit dem Bundes-Klimaschutzgesetz soll gewährleistet werden, dass Deutschland seine nationalen und internationalen Klimaziele erfüllt. Insbesondere ist das Bundes-Klimaschutzgesetz darauf ausgerichtet, dass Deutschland sein derzeit geltendes Klimaziel für das Jahr 2030, die Treibhausgasemissionen Deutschlands gegenüber dem Jahr 1990 um mindestens 55 % zu mindern, erfüllt. **Inhalt:** Das Bundes-Klimaschutzgesetz legt für jeden Sektor jährliche Minderungsziele durch Vorgabe von Jahresemissionsmengen fest. Um festzustellen, ob die Minderungsziele jedes Jahr erreicht werden, sieht das Bundes-Klimaschutzgesetz einen verbindlichen Monitoring-Prozess vor. Bei Nichterreichen der Minderungsziele ist das verantwortliche Ressort verpflichtet, innerhalb von drei Monaten ein Sofortprogramm zur Nachsteuerung vorzulegen, das die Einhaltung der Minderungsziele für die nächsten Jahre sicherstellt. **Stand:** Das Bundes-Klimaschutzgesetz ist seit dem 18. Dezember 2020 in Kraft.
171.	Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 (APK 2020)	**Ziel:** Durch das Aktionsprogramm soll das Ziel, die Treibhausgasemissionen in Deutschland gegenüber dem Jahr 1990 um mindestens 40 % zu mindern, so schnell wie möglich erreicht werden. **Inhalt:** Mehr als 110 Einzelmaßnahmen in allen Wirtschaftsbereichen **Stand:** Im Februar 2019 erfolgte ein Beschluss der Bundesregierung zum Klimaschutzbericht 2018, der die Umsetzung von Maßnahmen des APK 2020 begleitet. Darin sind die aktuellen Trends der Emissionsentwicklung in den verschiedenen Handlungsfeldern und der Stand der Umsetzung der Maßnahmen des Aktionsprogramms Klimaschutz beschrieben. Darüber hinaus gibt dieser einen Ausblick auf die zu erwartende Minderungswirkungen der einzelnen Maßnahmen bis zum Jahr 2020.
172.	Klimaschutzplan 2050	**Ziel:** Der Klimaschutzplan 2050 definiert die langfristige strategische Ausrichtung für die deutsche Energie- und Klimapolitik. **Inhalt:** Im Klimaschutzplan 2050 sind die Handlungsfelder Energiewirtschaft, Gebäude, Verkehr, Industrie, Landwirtschaft sowie Landnutzung und Forstwirtschaft beschrieben. Darüber hinaus werden übergreifende Ziele und strategische Maßnahmen dargestellt. **Stand:** Die Bundesregierung hat im November 2016 den Klimaschutzplan 2050 beschlossen. Im September 2019 wurde ein Klimaschutzprogramm beschlossen, das auf den Zeitraum bis 2030 fokussiert.
173.	Aktionsbündnis Klimaschutz	**Ziel:** Unterstützung der mit dem Aktionsprogramm Klimaschutz beschlossenen Maßnahmen, Erleichterung der Aktivierung von Potenzialen, die derzeit als noch nicht quantifizierbar eingestuft werden, und Identifikation weiterer Handlungsfelder. **Inhalt:** Bislang wurden die Themenfelder Klimaschutz im Verkehrssektor, in Kommunen, der Landwirtschaft, in klein- und mittelständischen Unternehmen, dem Handwerk und der Industrie diskutiert. **Stand:** Das Aktionsbündnis tagt halbjährlich und begleitet die Umsetzung des Klimaschutzplans 2050.
174.	Vorschläge der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“	Siehe Kapitel 9

	Instrument	Umsetzungsstand
	Kapitel 9: Kraftwerke und Versorgungssicherheit	
175.	Strommarktgesetz	**Ziel:** Ziel ist es, den Strommarkt fit für wachsende Anteile erneuerbarer Energien zu machen und die Weichen für einen Wettbewerb von flexibler Erzeugung, flexibler Nachfrage und Speichern zu stellen. **Inhalt:** Weiterentwicklung des Strommarktes zum Strommarkt 2.0, insbesondere • Stärkung bestehender Marktmechanismen • Reduzierung der Eintrittsbarrieren für Anbieter von Lastmanagement-Maßnahmen • Effizientere Netzplanung • Erweiterung des Monitorings der Versorgungssicherheit • Erhöhung der Transparenz im Strommarkt • Einführung einer Kapazitätsreserve außerhalb des Strommarktes • Einrichtung einer Sicherheitsbereitschaft **Stand:** Im Jahr 2018 sind drei Kraftwerksblöcke mit einer Leistung von insgesamt rund 1.050 MW in die Sicherheitsbereitschaft überführt worden. Im Jahr 2019 folgten zwei weitere Kraftwerksblöcke mit einer Leistung von insgesamt rund 750 MW.
176.	Energiesammelgesetz	**Inhalt:** • Verlängerung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) um drei Jahre bis zum Jahr 2025. Dadurch soll die Investitionsgrundlage für neue KWK-Anlagen verbessert werden. • Weitergeleitete Strommengen: Es wird eine Schätzmöglichkeit für an Dritte weitergeleitete Strommengen geschaffen. Das BAFA hat dies in einem Hinweis „Stromzähler zur Besonderen Ausgleichsregelung“ vorab angekündigt. So wird sichergestellt, dass die betroffenen Unternehmen ihre Umlageprivilegien weiterhin erhalten. • Ermöglichung von Modernisierungen größerer Dampfsammelschienen-KWK-Anlagen: Es waren Anpassungen der Fördertatbestände notwendig, um bei einer beihilferechtlichen punktuellen Anpassung weiterhin die Modernisierung großer KWK-Anlagen zu ermöglichen. • Die Kapazitätsreserve, die die Versorgungssicherheit auch in unvorhersehbaren Ausnahmesituationen garantieren soll, hat zum 01.10.2020 den Einsatz begonnen. **Stand:** Das Gesetz ist im Dezember 2018 in Kraft getreten.
177.	Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze (Kohleausstiegsgesetz)	**Ziel:** Das Kohleausstiegsgesetz beinhaltet Regelungen zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung bis spätestens 2038. Dadurch soll gewährleistet werden, dass die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung rechtssicher, wirtschaftlich vernünftig und sozial ausgewogen realisiert werden. **Inhalt:** Das Gesetz setzt die energiepolitischen Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ um. Neben Regelungen zur Reduzierung und Beendigung der Stein- und Braunkohleverstromung bis spätestens 2038 enthält das Gesetz auch Maßnahmen zur kontinuierlichen Überprüfung der Versorgungssicherheit, zur Löschung freiwerdender CO_2-Zertifikate, eine Ermächtigung zur Kompensation für Stromverbraucher im Falle eines kohleausstiegsbedingten Strompreisanstieges und ein Anpassungsgeld für ältere Beschäftigte im Kohlesektor. Um die schrittweise sinkende Kohleverstromung auszugleichen, wird das Ausbauziel für erneuerbare Energien auf 65 % im Jahr 2030 angehoben. Zugleich wird die Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung verlängert und weiterentwickelt, um die Umrüstung von Kohle auf eine flexible und klimafreundlichere Stromversorgung zu fördern. **Stand:** Der Deutsche Bundestag und der Bundesrat haben am 03.07.2020 das Kohleausstiegsgesetz beschlossen.
178.	Kapazitätsreserveverordnung	**Ziel:** Vorhaltung von bis zu 2 GW Leistung für unvorhersehbare Ausnahmesituationen **Inhalt:** Die Zuschläge für den Zeitraum 01.10.2020 bis 30.09.2022 wurden erteilt und die Kapazitätsreserve hat mit einem Umfang von 1 GW ihren Einsatz begonnen. Es handelt sich um eine Form der strategischen Vorratshaltung durch die Übertragungsnetzbetreiber. Damit sind sie in der Lage, im Falle unvorhersehbarer Ausnahmesituationen die Stromversorgung sicherzustellen, indem sie auf die Anlagen in der Kapazitätsreserve zurückgreifen, um zusätzliche Stromeinspeisung bereitzustellen. **Stand:** Die Bundesnetzagentur prüft die technischen Teilnahmevoraussetzungen für die zweite Ausschreibungsrunde mit dem Ziel, das Angebot in der nächsten Ausschreibung zu erhöhen.
179.	Novelle des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG)	**Ziel:** Umstellung von kohle- auf gasbetriebene Kraftwärmekopplung (KWK), Flexibilisierung der KWK und stärkere Einbindung von erneuerbaren Energien in der Wärmeversorgung **Inhalt:** Mit der Novelle wird das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) bis Ende 2029 verlängert und der Förderdeckel auf 1,8 Mrd. Euro pro Jahr erhöht. Es wird ein altersdifferenzierter Kohleersatzbonus eingeführt, der Anreize zum Brennstoffwechsel auf Gas sowie zur vorzeitigen Stilllegung von Kohle-KWK-Anlagen setzt. Die Begrenzung der förderfähigen Volllaststunden sorgt für eine flexible und strommarktkompatible Fahrweise der KWK. Zudem wird der Einsatz erneuerbarer Energien bei der Wärmeversorgung stärker gefördert. **Stand:** Die KWKG-Novelle wurde am 03.07.2020 verabschiedet und befindet sich derzeit im Beihilfenotifizierungsverfahren.

	Instrument	Umsetzungsstand
180.	Gesetz zur Neuordnung der Verantwortung in der kerntechnischen Entsorgung	**Ziel:** Sicherstellung der Finanzierung von Stilllegung und Rückbau der Kernkraftwerke sowie Entsorgung der radioaktiven Abfälle **Inhalt:** Die Kernkraftwerksbetreiber bleiben für die Durchführung und rückstellungsgesicherte Finanzierung der Stilllegung und des Rückbaus verantwortlich. Für Zwischen- und Endlagerung von radioaktivem Abfall aus der gewerblichen Stromerzeugung ist seit Juli 2017 allein der Staat verantwortlich; die öffentlich-rechtliche Stiftung „Fonds zur Finanzierung der kerntechnischen Entsorgung“ (KENFO) erstattet die dem Bund in diesem Zusammenhang entstehenden Kosten. **Stand/Zahlen:** Gesetz im Juni 2017 in Kraft getreten; Kraftwerksbetreiber haben am 03.07.2017 Mittel in Höhe von rund 24,1 Mrd. Euro an KENFO überwiesen. KENFO legt diese Mittel rentierlich an.
181.	Gesetz zur Fortentwicklung des Gesetzes zur Suche und Auswahl eines Standortes für ein Endlager für Wärme entwickelnde radioaktive Abfälle und anderer Gesetze	**Ziel:** Umsetzung der Empfehlungen der Endlagerkommission von 2016 und damit Regelung des Standortauswahlverfahrens **Inhalt:** Konkretisierung des Standortauswahlverfahrens ausgehend von der weißen Landkarte hin zu einem bestmöglichen Endlagerstandort **Stand:** Gesetz im Mai 2017 in Kraft getreten
182.	Marktstammdatenregister	**Ziel:** Zentrales Register der Energiewirtschaft zur Vereinfachung von behördlichen und privatwirtschaftlichen Meldungen, zur Reduzierung der Zahl der Register, an die Meldungen erfolgen müssen, und zur Steigerung der Datenqualität und Transparenz **Inhalt:** Das Marktstammdatenregister (MaStR) führt die Stammdaten aller Anlagen der leitungsgebundenen Energieversorgung im Strom- und Gasmarkt in Deutschland sowie von deren Betreibern in Form einer einheitlichen online-basierten Datenbank zusammen. **Stand:** Die Marktstammdatenregister-Verordnung ist im Juli 2017 in Kraft getreten. Das MaStR hat im Januar 2019 seinen Betrieb aufgenommen.
183.	Verordnung zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für den Aufbau der LNG-Infrastruktur in Deutschland	**Ziel:** Sicherung der Erdgasversorgung durch Diversifizierung der Importrouten **Inhalt:** Der direkte Import von Flüssigerdgas, sowohl über europäische als auch deutsche Infrastruktur, ist ein wichtiger Baustein der Diversifizierung. Ein Hemmnis für den Aufbau der LNG-Infrastruktur in Deutschland war bisher der Anschluss von LNG-Anlagen an das Fernleitungsnetz. Im bisherigen Rechtsrahmen mussten Anlagenbetreiber diesen selbst bauen und bezahlen. Künftig werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, die Leitungen zwischen deutschen LNG-Terminals und dem Fernleitungsnetz zu errichten. 90 % der Kosten trägt zukünftig der Fernleitungsnetzbetreiber, mit einem Anteil von 10 % der Kosten wird der Terminalbetreiber beteiligt. Mit der Verordnung werden LNG-Importterminals mit den Anlandungspunkten von Pipelinegas gleichgestellt. **Stand:** Kabinettsbeschluss im März 2019. Die Verordnung ist am 20.06.2019 in Kraft getreten.
184.	SMARD-Strommarktdaten	**Ziel:** Transparente Darstellung des deutschen Strommarktes **Inhalt:** Unter www.smard.de lassen sich die zentralen Strommarktdaten für Deutschland und teilweise auch für Europa nahezu in Echtzeit abrufen, anschaulich in Grafiken darstellen und herunterladen. Erzeugung, Verbrauch, Großhandelspreise, Im- und Export sowie Daten zu Regelenergie können für unterschiedliche Zeiträume ermittelt und in Grafiken visualisiert werden. **Stand:** Die Plattform ist seit Juli 2017 online.
	Kapitel 10: Bezahlbare Energie und faire Wettbewerbsbedingungen	
185.	Besondere Ausgleichsregelung im EEG	**Ziel:** Es soll verhindert werden, dass stromkostenintensive Unternehmen und Schienenbahnen durch die Förderung der erneuerbaren Energien in Deutschland gegenüber internationalen sowie intermodalen Wettbewerbern benachteiligt werden und somit Arbeitsplätze verloren gehen. **Inhalt:** Stromkostenintensive Unternehmen aus Branchen, die im internationalen bzw. bei den Schienenbahnen im intermodalen Wettbewerb stehen, können beantragen, eine reduzierte EEG-Umlage zu zahlen. **Zahlen:** Im Jahr 2019 waren 1.910 Unternehmen des produzierenden Gewerbes sowie 148 Schienenbahnen mit einem Stromverbrauch von ca. 111,8 TWh in der Besonderen Ausgleichsregelung privilegiert.

	Instrument	Umsetzungsstand
186.	Ermäßigungen bei der KWKG-Umlage	**Ziel:** Es soll verhindert werden, dass deutsche Unternehmen durch die Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland gegenüber internationalen Wettbewerbern benachteiligt werden und dadurch Arbeitsplätze verloren gehen. **Inhalt:** Die KWKG-Umlage kann für energieintensive Unternehmen im internationalen Wettbewerb und Schienenbahnen ermäßigt werden. Zusätzlich ermöglicht das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz die KWK-Umlage in weiteren Sonderfällen der Eigenversorgung zu reduzieren. **Stand/Zahlen:** Der Umfang der Ermäßigung der KWK-Umlage hängt vom konkreten Fall ab. Insgesamt wurde in 2019 für eine Strommenge von knapp 115 TWh eine ermäßigte KWK-Umlage gezahlt, für gut 358 TWh hingegen war die volle KWK-Umlage fällig. Die Gesamtsumme der gezahlten KWK-Umlage betrug rund 1 Mrd. Euro. Die Unternehmen sparten durch die verschiedenen Ermäßigungen rund 290 Mio. Euro (gegenüber der aktuellen Umlage). Der größte Einzel-Anteil entfiel dabei auf die Gruppe der stromkostenintensiven Unternehmen, bei denen aufgrund der Begrenzung der EEG-Umlage im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregelung auch die KWKG-Umlage begrenzt wurde. Bedacht werden muss dabei immer, dass ohne die verschiedenen Ermäßigungen die KWKG-Umlage selber niedriger gewesen wäre. Somit ist das gesamtwirtschaftliche Entlastungsvolumen niedriger als oben beschrieben.
187.	Entlastungen im Energie- und im Stromsteuergesetz	**Ziel:** Zusätzlich zu den teilweise aufgrund EU-Rechts obligatorischen Begünstigungen existieren im Energie- und Stromsteuerrecht Steuerentlastungen, die der Sicherung der Wettbewerbsfähigkeit im internationalen Vergleich unter Berücksichtigung des Umweltschutzes dienen. **Inhalt:** Unternehmen können auf Basis verschiedener Anspruchsgrundlagen Steuerentlastungen beantragen (z. B. Entlastungen für besonders energie- oder stromintensive Prozesse und Verfahren, allgemeine Energiesteuer- und Stromsteuerentlastung für das produzierende Gewerbe und ergänzend den sog. Spitzenausgleich). Für die Gewährung des Spitzenausgleichs müssen zusätzlich Energieeffizienzanforderungen (Zertifizierung nach ISO 50001 oder EMAS-Registrierung; Erleichterungen für KMU und Erreichung gesetzlich festgelegter Zielwerte zur Reduzierung der Energieintensität) erfüllt werden. **Stand:** Nach aktuell verfügbaren Informationen haben rund 15.000 Unternehmen mindestens eine der aufgeführten Energiesteuerentlastungen und rund 33.000 Unternehmen mindestens eine der aufgeführten Stromsteuerentlastungen in Anspruch genommen. **Zahlen:** Bei der Energiesteuer beliefen sich die oben beispielhaft genannten Entlastungen im Jahr 2019 auf 795 Mio. Euro. Bei der Stromsteuer lag die Entlastung im Jahr 2019 bei 3,36 Mrd. Euro.
188.	Strompreiskompensation	**Ziel:** Verhinderung von Produktionsverlagerungen ins Ausland **Inhalt:** Unternehmen mit besonders stromintensiven Produktionsprozessen, bei denen wegen hoher Kosten durch die CO_2-Emissionen bei der Stromerzeugung die Gefahr einer Produktionsverlagerung besteht, können seit Beginn der dritten Handelsperiode eine Kompensation für die Kosten beantragen, die ihnen durch die Kostenüberwälzung des EU-Emissionshandels auf den Strompreis entstehen. Der Umfang der Kompensation basiert auf dem CO_2-Zertifikatspreis für das jeweilige Abrechnungsjahr. **Zahlen:** Für das Abrechnungsjahr 2019 erhielten 322 Unternehmen mit 903 Anlagen rund 546 Mio. Euro Beihilfe; die Zahlung erfolgte 2020.
189.	CO_2-Zertifikatspreis und teilweise freie Zuteilung im EU-Emissionshandelssystem	Siehe Kapitel 3
190.	Entlastungen bei den Netzentgelten	**Ziel:** Das Netzentgeltmodernisierungsgesetz (NEMoG) verringert schrittweise regionale Unterschiede bei den Übertragungsnetzentgelten, schafft mehr Verteilungsgerechtigkeit und senkt die Netzkosten. **Inhalt:** Die Übertragungsnetzentgelte werden seit Januar 2019 in fünf Stufen bis zum Januar 2023 bundesweit vereinheitlicht. Die Offshore-Anbindungskosten werden seit 2019 nicht mehr über die Netzentgelte refinanziert, sondern über die neugeschaffene Offshore-Netzumlage. Die Zahlungen der Verteilernetzbetreiber an Stromerzeuger für sogenannte vermiedene Netzentgelte werden abgeschmolzen und dadurch die Verteilernetzkosten gesenkt. **Stand:** Das NEMoG ist im Juli 2017 in Kraft getreten. Konkretisiert wurde die Umsetzung 2018 durch die Verordnung zur schrittweisen Einführung bundeseinheitlicher Übertragungsnetzentgelte. **Zahlen:** Nach vorläufigen Zahlen war die Kostenbelastung durch Zahlungen für sog. vermiedene Netzentgelte, soweit die Netzbetreiber in die Zuständigkeit der BNetzA fallen, im Jahr 2019 etwa 1,3 Mrd. Euro geringer als 2017 und hat sich somit in diesem Zeitraum halbiert.

	Instrument	Umsetzungsstand
191.	Entlastung der EEG-Umlage im Zusammenhang mit dem BEHG	**Ziel:** Entlastung der Stromverbraucher **Inhalt:** Im Zusammenhang mit der Einführung des Brennstoffemissionshandelsgesetzes (BEHG) wurde beschlossen, ab 2021 einen Teil der Einnahmen zur Absenkung der EEG-Umlage zu verwenden. Damit wird auch ein Ausgleich für die durch das BEHG entstehende Belastung des Energieverbrauchs in den Bereichen Wärme und Verkehr geschaffen. **Stand:** Die Maßnahme wird von den Auswirkungen der Corona-Pandemie überlagert. Diese hätten ohne Gegenmaßnahmen zu einem Anstieg der EEG-Umlage geführt – trotz der Zuschüsse aus dem BEHG. Daher wurden durch den zweiten Nachtragshaushalt 2020 weitere 11 Mrd. Euro bereitgestellt, mit denen sichergestellt werden soll, dass die EEG-Umlage von 6,756 ct/kWh (2020) auf 6,5 ct/kWh (2021) bzw. 6 ct/kWh (2022) sinkt (siehe auch Maßnahme 65).
	Kapitel 11: Umweltverträglichkeit der Energieversorgung	
192.	Umweltverträglicher Ausbau erneuerbarer Energien	**Ziel:** Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien im Energiesystem bei gleichzeitiger schrittweiser Reduzierung der Kohleverstromung und dem Ausstieg aus der Kernenergienutzung **Inhalt:** Siehe Kapitel 1, 4 und 9
193.	Abstand zwischen Wohnbebauung und Windkraftanlage entsprechend der Technischen Anleitung zum Schutz gegen Lärm (TA Lärm)	**Ziel:** Einhaltung der festgelegten Grenzwerte **Inhalt:** Messung und Bewertung der Geräuschimmissionen nach Nummer 6.1 sowie tieffrequenter Geräuschimmissionen nach den Nummern 7.3 und A.1.5 der TA-Lärm
194.	Erarbeitung einer Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Minimierung elektrischer und magnetischer Felder von neu errichteten und wesentlich geänderten Stromversorgungs- und vergleichbaren Anlagen	**Ziel:** Minimierung der elektrischen und magnetischen Felder entsprechend dem Stand der Technik als Maßnahme zur Vorsorge **Inhalt:** Katalog technischer Maßnahmen, deren Umsetzung bei Errichtung und wesentlicher Änderung von Stromleitungen, Oberleitungen, Anlagen zur Umspannung und Umrichtung und weiterer vergleichbarer Anlagen ab einer Nennspannung von 1.000 Volt bei Niederfrequenzanlagen oder 2.000 Volt bei Gleichstromanlagen anhand eines vorgegebenen Schemas geprüft werden muss. **Stand:** Im Jahr 2016 in Kraft getreten (Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Durchführung der Verordnung über elektromagnetische Felder – 26. BImSchV (26. BImSchVVwV))
195.	Forschungsprogramm Strahlenschutz und Stromnetzausbau	**Ziel:** Reduzierung der wissenschaftlichen Unsicherheiten zu den Wirkungen und Risiken statischer und niederfrequenter elektrischer und magnetischer Felder; weitere Verbesserung der Risikobewertung und Risikokommunikation in Bezug auf diese Felder, soweit sie beim Transport und bei der Nutzung von Elektrizität entstehen. **Inhalt:** Durchführung eines breit angelegten Forschungsprogramms unter Koordinierung des Bundesamts für Strahlenschutz begleitend zum Stromnetzausbau. Die einzelnen Vorhaben sind den nachfolgenden Themenfeldern zugeordnet: Möglicher Zusammenhang zwischen niederfrequenten Magnetfeldern und neurodegenerativen Erkrankungen; Bestimmung von Wahrnehmungs- und Wirkungsschwellen; niederfrequente Magnetfelder und Leukämie im Kindesalter; Ko-Kanzerogenität von Magnetfeldexposition; möglicher Zusammenhang von Magnetfeldexposition und Fehlgeburtenrate; Auftreten, Ausbreitung und Absorption von Korona-Ionen; Expositionsanalyse, Expositionsbewertung und aktuelle Daten zur Exposition der allgemeinen Bevölkerung; Risikowahrnehmung und Risikokommunikation; oxidativer Stress; Auswirkungen auf Flora und Fauna. **Stand:** Das Forschungsprogramm wurde mit einer Auftaktveranstaltung im Juli 2017 begonnen. Von den insgesamt über 40 Einzelvorhaben sind mit Stand Juni 2020 bereits zehn Vorhaben abgeschlossen und weitere 6 Vorhaben in Bearbeitung.
196.	Etablierung des „Kompetenzzentrums Elektromagnetische Felder (KEMF)“	**Ziel:** Einerseits soll die Forschung zum Strahlen- und Gesundheitsschutz in Bezug auf elektrische, magnetische und elektromagnetische Felder gefördert und die Bewertung der Forschungsergebnisse und der Exposition der Bevölkerung gestärkt werden. Andererseits besteht das Anliegen in einer intensivierten Information und Beratung der Bevölkerung sowie der Etablierung weiterer Kommunikationsformate einschließlich der Aufarbeitung der Forschungsergebnisse für Öffentlichkeit und Bundesregierung. **Inhalt:** Die Einrichtung des Kompetenzzentrums erfolgt im Bundesamt für Strahlenschutz als zentrale Anlaufstelle des Bundes für alle Strahlenschutz- und Gesundheitsfragen zu elektrischen, magnetischen und elektromagnetischen Feldern. **Stand:** Das Kompetenzzentrum wurde im Februar 2020 von Bundesumweltministerin Schulze gegründet und befindet sich derzeit in Cottbus im Aufbau. Mit den ersten Beratungsangeboten (sog. Bürgermeistersprechstunde) wurde bereits begonnen.

	Instrument	Umsetzungsstand
197.	Deutsches Ressourceneffizienzprogramm II (ProgRess II)	**Ziel:** Die Bundesregierung hat im Februar 2012 auf Grundlage ihrer Rohstoffstrategie die Entwicklung eines nationalen Ressourceneffizienzprogramms (ProgRess) beschlossen und dieses im Jahr 2016 mit ProgRess II und im Jahr 2020 mit ProgRess III fortgeschrieben. Dabei hat das Programm zum Ziel, durch einen effizienten Umgang mit den natürlichen Ressourcen den Einsatz von Primärrohstoffen möglichst niedrig zu halten und so zur Entkopplung von Wirtschaftswachstum und Rohstoffinanspruchnahme beizutragen. ProgRess setzt auf Freiwilligkeit der Maßnahmen und Schaffung von Anreizen zur Stärkung der Ressourceneffizienz. **Inhalt:** Die rohstofflichen Handlungsansätze von ProgRess III beziehen sich auch auf den Rohstoffbedarf von Energieanlagen. Zahlreiche aktuelle Entwicklungen zur Stärkung der Nachhaltigkeit bei der Rohstoffversorgung und Gestaltungsansätze aus ProgRess II werden zu erheblichem Teil genutzt. **Stand:** Die konkrete Umsetzung wird anhand mehrerer Indikatoren überprüft. Ein Indikator ist die Gesamtrohstoffproduktivität. Die aktuelle Entwicklung dieses Indikators lässt den Rückschluss zu, dass eine relative Entkopplung von Wirtschaftswachstum und Rohstoffnutzung gelingt und die Maßnahmen von ProgRess greifen.
	Kapitel 12: Netzinfrastruktur	
198.	Novelle der Anreizregulierungsverordnung (ARegV)	**Ziel:** Es sollen ökonomische Anreize zur Erhöhung der Transportkapazität auf Übertragungs- und Verteilernetzebene geschaffen werden. **Inhalt:** Engpassmanagementkosten werden nach geltendem Recht als sog. „dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten“ behandelt und sind damit im Rahmen der Netzkostenermittlung eine durchlaufende Kostenposition. Insoweit haben die Netzbetreiber keinen unmittelbaren wirtschaftlichen Anreiz, die Engpassmanagementkosten zu senken und dies bei der Abwägung von Maßnahmen zur Erhöhung der Netzkapazität direkt zu berücksichtigen. **Stand:** Entwurf der Novelle wird erstellt.
199.	Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG)	**Ziel:** Gesetzliche Verankerung der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und des vordringlichen Bedarfs der erforderlichen Leitungen **Stand:** Das Gesetz wurde zuletzt 2019 durch das Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsbaus geändert. Es enthält derzeit 43 Vorhaben mit insgesamt 5.826 km Leitungslänge. Davon waren Ende des ersten Quartals 2020 ca. 12 % fertiggestellt oder im Bau (427 bzw. 277 km) und weitere ca. 75 % in den Verfahren zur Raumordnung/Bundesfachplanung bzw. im Planfeststellungsverfahren (1.678 bzw. 2.681 km). Auf Basis des Ende 2019 durch die BNetzA bestätigten Netzentwicklungsplans 2019 – 2030 sollen weitere Maßnahmen in das Bundesbedarfsplangesetz aufgenommen werden. Dabei sollen auch die Maßnahmen aus dem bereits bestätigten Netzentwicklungsplan 2017 – 2030 berücksichtigt werden.
200.	Novelle des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG)	**Ziel:** Planungs- und Genehmigungsverfahren, insb. bei Netzverstärkungen, beschleunigen **Inhalt:** Schnellere Anzeigeverfahren, Verzicht auf Planungsschritte bei Bau in bestehender Trasse, vorausschauende Planung, bessere Koordinierung der Ländervorschläge, vorzeitigen Baubeginn ermöglichen **Stand:** Das in der Novelle enthaltene Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsbaus ist im Mai 2019 in Kraft getreten.
201.	Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG)	**Inhalt:** Das EnLAG legt den vordringlichen Ausbaubedarf und die energiewirtschaftliche Notwendigkeit von 22 Ausbauvorhaben mit insgesamt 1.825 km fest. Sechs der Vorhaben können auf Teilabschnitten als Pilotvorhaben für den Einsatz von Erdkabeln auf der Höchstspannungsebene realisiert werden. **Stand:** Das Gesetz wurde bereits im Jahr 2009 von Bundestag und Bundesrat verabschiedet und zuletzt 2019 durch das Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsbaus geändert. Von den 1.825 km Leitungen waren nach dem ersten Quartal 2020 ca. 50 % fertiggestellt (913 km) und weitere ca. 26 % (484 km) genehmigt und vor oder in der Bauphase.
202.	Weiterentwicklung des Monitorings zu deutschen Netzausbauvorhaben sowie des Monitorings zu Maßnahmen zur höheren Auslastung des Stromnetzes	**Ziel:** Für alle Akteure Transparenz und Bewusstsein hinsichtlich realistischer Planungs- und Realisierungsannahmen schaffen und Verzögerungen beim Netzausbau rechtzeitig erkennen. Daneben ist auch eine bessere Auslastung der bestehenden Netzstruktur notwendig. **Inhalt/Stand:** Das Monitoring der Bundesnetzagentur zum Netzausbau umfasst nunmehr alle Vorhaben nach EnLAG (22), BBPlG (43) und auf See (24) sowie Maßnahmen zur Optimierung der Bestandsnetze (Einsatz von Freileitungsmonitoring oder Hochtemperaturleiterseile) und wird auf www.netzausbau.de veröffentlicht. Der Stand der Planungs- und Genehmigungsverfahren der einzelnen Abschnitte der Netzausbauvorhaben wird jeweils durch einen Bericht und ein zusammenfassendes Balkendiagramm dokumentiert.

	Instrument	Umsetzungsstand
203.	Vorausschauendes Controlling beim Netzausbau	**Ziel:** Beschleunigung des Netzausbaus durch ein vorausschauendes Controlling der Netzausbauvorhaben durch BMWi mit sechs festgelegten Meilensteinen für alle Bundes- und Landesnetzausbauvorhaben **Inhalt:** Bund und Länder haben sich mit den Übertragungsnetzbetreibern für alle Netzausbauvorhaben auf konkrete Zeitpläne geeinigt, die beim Treffen der Energieminister am 24.05.2019 beschlossen wurden. Diese werden regelmäßig überprüft und der jeweils aktuelle Stand auf www.netzausbau.de veröffentlicht. So kann sich die Öffentlichkeit jederzeit über den Fortschritt beim Netzausbau informieren. Die Zeitpläne stellen die Soll-Größe für den weiteren Controlling-Prozess dar. Die Energieminister von Bund und Ländern sowie die Übertragungsnetzbetreiber werden sich jährlich, besser halbjährlich, zum Fortschritt beim Netzausbau austauschen. Die zuständigen Abteilungsleiter werden gemeinsam mit den Netzbetreibern wie bisher halbjährlich die einzelnen Vorhaben durchgehen und konkret vorantreiben. **Stand:** Ende des Jahres 2020 sollen von den 2015 beschlossenen Netzausbauvorhaben 3.016 km (86 %) in der Planfeststellungsphase oder weiter sein (2019: 949 km/27 %). Bei der 2013er-Tranche ist zu erwarten, dass Ende des Jahres 2020 223 km der Projekte abgeschlossen sind (2019: 183 km). Bei den seit 2009 festgelegten Maßnahmen sollen dann über 1.487 km und damit 90 % in Bau oder in Betrieb sein (aktuell: 1.238 km/75 %).
204.	Einführung eines Controllings auch für Offshore-Anbindungsleitungen	**Ziel:** Der Fortschritt bei der Realisierung der Offshore-Anbindungsleitungen soll ebenso wie die sonstigen Netzausbauvorhaben durch ein vorausschauendes Controlling begleitet werden. **Inhalt:** Der Bund, die Küstenländer sowie die Übertragungsnetzbetreiber haben im Mai 2020 eine gemeinsame Offshore-Vereinbarung beschlossen. Mit der Vereinbarung verpflichten sich alle Beteiligten zu einer engen Zusammenarbeit, um den Windenergieausbau in der Nord- und Ostsee mit einer Kapazität von 20 GW bis zum Jahr 2030 zu realisieren. Die vereinbarten Zeitziele werden künftig im Rahmen des Netzausbau-Controllings des BMWi regelmäßig überprüft.
205.	Weiterentwicklung der Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten	**Ziel:** Gewährleistung der Netzstabilität und somit Versorgungssicherheit **Inhalt/Stand:** Abschaltbare Lasten sind Industriebetriebe mit einem hohen und kontinuierlichen Stromverbrauch, die im netztechnischen Bedarfsfall ihren Verbrauch vorübergehend verringern können. Die Beschaffung und Nutzung abschaltbarer Lasten wurden gegenüber der Vorgängerregelung weiterentwickelt und die Nutzungsmöglichkeiten optimiert. Die Neufassung der Verordnung ist am 01.10.2016 in Kraft getreten. Die Vereinbarkeit mit den europäischen Beihilferegeln wurde von der Europäischen Kommission bestätigt. **Zahlen:** Mit Stand Mai 2020 sind Anlagen im Umfang von insgesamt 1532 MW präqualifiziert. Davon sind 802 MW als sofort abschaltbare Last qualifiziert.
206.	Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende	Siehe Kapitel 13
207.	Initiative „Bürgerdialog Stromnetz“	**Ziel:** Die Initiative „Bürgerdialog Stromnetz“ hat einen breit angelegten gesellschaftlichen Dialog mit allen Beteiligten über den für das Gelingen der Energiewende notwendigen Ausbau der Energieinfrastruktur zum Ziel. **Inhalt:** Die seit 2015 vom BMWi geförderte Initiative stellt frühzeitig grundlegende Informationen zum Ausbau des Stromnetzes, zum Zusammenhang zwischen Netzausbau und Energiewende und zu den Beteiligungsmöglichkeiten für Bürgerinnen und Bürger bereit. Sie dient zudem als Dialogplattform, indem sie vor Ort in den besonders vom Netzausbau betroffenen Regionen mit verschiedenen Veranstaltungs- und Gesprächsformaten für Bürgerinnen und Bürger und Stakeholder sowie einem Dialogmobil präsent ist. Ein Online-Auftritt mit Online-Bürgerbüro rundet das Angebot ab.
208.	Zukünftiger Bedarf und Beschaffung von Systemdienstleistungen	**Ziel:** Bestimmung und (Weiter-)Entwicklung der für die Energiewende erforderlichen Systemdienstleistungen (SDL) sowie Entwicklung von effizienten Beschaffungssystemen **Inhalt:** Untersuchungen, welche SDL-Produkte mittel- und langfristig für einen sicheren Netzbetrieb notwendig sind, welchen technischen Anforderungen diese unterliegen müssen, in welchem Umfang sie bereitgestellt werden müssen und wie eine kosteneffiziente Bedarfsdeckung hierfür aussehen könnte. Die Branche wird über Stakeholder-Workshops einbezogen. **Stand:** Prozess ist Ende 2019 gestartet. Wissenschaftliches Begleitvorhaben ist beauftragt. Bereits drei Stakeholder-Workshops sind durchgeführt und ein Bericht veröffentlicht.
209.	Verbessertes Engpassmanagement	**Ziel:** Effizienteres und kostengünstigeres Engpassmanagement **Inhalt:** Einbeziehung aller Erzeugungsanlagen (ab 100 KW), nachrangig auch Anlagen der erneuerbaren Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), in ein optimiertes Engpassmanagement, um möglichst effizient eine Netzentlastung zu erreichen. Der Einspeisevorrang für EE- und KWK-Anlagen bleibt grundsätzlich bestehen. **Stand:** Gesetzliche Grundlagen sind mit der Novelle des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG) geschaffen. Derzeit Konsultation der Umsetzungsregeln durch BNetzA. Inkrafttreten zum 01.10.2021.

	Instrument	Umsetzungsstand
210.	Verordnung zum Nachweis von elektrotechnischen Eigenschaften von Energieanlagen (NELEV)	**Ziel:** Erhalt der Systemsicherheit durch verpflichtenden Nachweis der Einhaltung der technischen Standards **Inhalt:** Einführung von Nachweispflichten für die Einhaltung der technischen Anforderungen. Die Verordnung ersetzt die Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (SDLWindV), die für Windenergieanlagen verbindlich anzuwenden war. Im Gegensatz zur SDLWindV gilt die Verordnung für alle Erzeugungsarten sowie für Speicher. **Stand:** Verordnung ist am 01.07.2017 in Kraft getreten.
211.	Änderung des EnWG zur marktgestützten Beschaffung von Systemdienstleistungen	**Ziel:** Einführung transparenter, diskriminierungsfreier und marktgestützter Beschaffungsverfahren für nicht frequenzgebundene Systemdienstleistungen **Inhalt:** Mit der Gesetzesänderung werden Anforderungen der EU-Strommarktrichtlinie umgesetzt (Richtlinie (EU) 2019/944). Danach sind Netzbetreiber verpflichtet, nicht frequenzgebundene Systemdienstleistungen in einem transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Verfahren zu beschaffen. Damit wird eine Teilnahme für alle potenziellen Marktteilnehmer eröffnet, bspw. erneuerbare Energien, Speicher und Verbraucher. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) wird die Ausgestaltung der Beschaffungssysteme festlegen oder sie auf Basis von Entwürfen der Netzbetreiber genehmigen. Sollte eine marktgestützte Beschaffung einer Systemdienstleistung wirtschaftlich nicht effizient sein, wird die BNetzA Ausnahmen vorsehen. **Stand:** Inkrafttreten der Regelung am 27.11.2020
212.	Netzentgeltmodernisierungsgesetz (NEMoG)	**Ziel:** Das Gesetz regelt die schrittweise bundesweite Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte bis zum Jahr 2023. Ab dem 01.01.2023 werden die Übertragungsnetzentgelte überall in Deutschland gleich hoch sein. Darüber hinaus enthält das Gesetz die Abschmelzung des Privilegs der vermiedenen Netzentgelte. **Stand:** Gesetz ist seit Juli 2017 in Kraft.
	Kapitel 13: Sektorkopplung und Digitalisierung der Energiewende	
213.	Umweltbonus Elektromobilität	Siehe Kapitel 7
214.	Marktanreizprogramm für Wärme aus erneuerbaren Energien	Siehe Kapitel 6
215.	Förderprogramm „Modellvorhaben Wärmenetzsysteme 4.0“ (Niedertemperaturwärmenetze mit Saisonal-Wärmespeicher)	**Ziel:** Vorbereitung einer breiteren Markteinführung innovativer Wärmenetzsysteme der 4. Generation mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien und effizient genutzter Abwärme **Inhalt:** Förderung über insgesamt 4 Fördermodule: Förderung von Machbarkeitsstudien mit bis zu 60 %, Förderung der Realisierung eines Wärmenetzsystems 4.0 mit bis zu 50 % der Vorhabenkosten, ergänzende Förderung von wissenschaftlichen Kooperationen („capacity building“) sowie von Informationsmaßnahmen für potenzielle Anschlussnehmer zur Erreichung einer hohen Anschlussquote bei den Modellvorhaben **Stand:** Förderprogramm ist seit Juli 2017 in Kraft. **Zahlen:** Marktreaktion übertrifft die Erwartungen deutlich. Bis Anfang Juli 2020 waren bereits 163 Anträge für Machbarkeitsstudien und 9 Anträge für die Realisierung von Wärmenetzsystemen 4.0 gestellt.
216.	Förderung von innovativen KWK-Systemen im KWKG	Siehe Kapitel 9
217.	Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW)	**Ziel:** Schaffung der technischen Voraussetzungen für Maßnahmen des Last- und Erzeugungsmanagements zur Schaffung von mehr Flexibilität im Stromnetz **Inhalt:** Einführung intelligenter Messsysteme: Smart Grid, Smart Meter, Smart Home. Diese sollen als sichere Kommunikationsplattform dienen, um das Versorgungssystem stärker zu vernetzen. **Stand:** Gesetz ist im September 2016 in Kraft getreten. Der verpflichtende Rollout intelligenter Messsysteme hat mit der Zertifizierung von drei Systemen unabhängiger Hersteller und der Marktanalyse zur Feststellung der Verfügbarkeit der technischen Voraussetzungen durch das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) begonnen.

	Instrument	Umsetzungsstand
218.	Verordnung zur Schaffung eines rechtlichen Rahmens zur Sammlung von Erfahrungen im Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG-V)	**Ziel:** Entwicklung und Testung von Musterlösungen für technische, wirtschaftliche und regulatorische Herausforderungen der Energieversorgung der Zukunft **Inhalt:** Schwerpunkt ist die Digitalisierung des Energiebereichs. Die SINTEG-Verordnung hat dazu das erforderliche Testumfeld für Teilnehmer an dem Programm geschaffen. **Stand:** Verordnung ist seit dem 21.06.2017 in Kraft. Das SINTEG-Programm ist befristet bis zum 31.03.2021.
219.	Pilotprogramm Einsparzähler	Siehe Kapitel 5
220.	Roadmap „Standardisierungsstrategie zur sektorübergreifenden Digitalisierung nach dem GDEW“ von BMWi und BSI	**Ziel:** Fortentwicklung des Smart-Meter-Gateways zur umfassenden Kommunikationsplattform für die Energiewende, damit das volle Potenzial der Digitalisierung der Energiewende ausgeschöpft werden kann. Dazu müssen die technischen Mindeststandards für intelligente Messsysteme kontinuierlich weiterentwickelt werden. **Inhalt:** Die notwendigen technischen Standards werden für alle energiewenderelevanten Einsatzbereiche, wie einem netzdienlichen Einspeise- und Lastmanagement und einer Elektromobilität, schrittweise erarbeitet bzw. an die jeweils aktuellen Anforderungen der Energiewende angepasst. Sie müssen einen Mehrwert für die Verbraucher sichern, spartenübergreifend und im Sinne der Sektorkopplung funktionieren (insbesondere Wärme, Smart Home), Elektromobilität einbeziehen und für künftige Bedrohungsszenarien, z. B. Hackerangriffe, gewappnet sein. **Stand:** Roadmap wurde im Januar 2019 veröffentlicht. Taskforces zu den Themengebieten Smart Metering, Smart Grid und Smart Mobility haben ihre Arbeit aufgenommen.
	Kapitel 14: Energieforschung und Innovationen	
221.	7. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung „Innovationen für die Energiewende“	**Ziel:** Beitrag zur Umsetzung der Energiewende **Inhalt:** Als strategisches Element der Energiepolitik ist das Programm an der Energiewende ausgerichtet und adressiert mit einem ganzheitlichen Ansatz zur Förderpolitik aktuelle und sich abzeichnende Herausforderungen. Ein neuer Fokus liegt auf dem Technologie- und Innovationstransfer durch Reallabore der Energiewende. Als neue Fördersäule dienen diese zur Marktvorbereitung innovativer Lösungen. Der dynamische Praxistransfer wird durch die bessere Einbindung von Start-ups flankiert. Neben den zentralen Forschungsfeldern Energieeffizienz und erneuerbare Energien setzt das Programm neue Schwerpunkte auf sektor- und systemübergreifende Fragestellungen wie Sektorkopplung, Digitalisierung und die Energiewende im Wärme-, Industrie- und Verkehrssektor einschließlich gesellschaftlicher Fragestellungen. **Stand:** Im September 2018 beschlossen **Zahlen:** Für das 7. Energieforschungsprogramm beabsichtigt die Bundesregierung im Zeitraum 2018 bis 2022 insgesamt rund 6,4 Mrd. Euro Fördermittel bereitzustellen. Das entspricht einer Steigerung von rund 45 % gegenüber dem Vorläuferprogramm im Vergleichszeitraum 2013 bis 2017.
222.	Förderinitiative Ideenwettbewerb „Reallabore der Energiewende“	**Ziel:** Reallabore der Energiewende wurden im 7. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung als neue Fördersäule etabliert, um den Technologie- und Innovationstransfer von der Forschung in die Praxis zu beschleunigen. Mit Reallaboren der Energiewende werden zukunftsfähige Energietechnologien unter realen Bedingungen und im industriellen Maßstab erprobt und können so die Transformation des Energiesystems beschleunigen. In ausgewählten Reallaboren unterstützt das BMWi Unternehmen und Forscher in Deutschland dabei, ihre Innovationskraft bei der Umsetzung der Energiewende einzubringen. Die Reallabore der Energiewende können auch dabei helfen, den regulatorischen Rahmen in Deutschland zukunftsgerichtet weiterzuentwickeln. Zudem kann die neue Förderinitiative traditionsreiche Energieregionen dabei unterstützen, eine nachhaltige energie- und industriepolitische Perspektive zu entwickeln. **Inhalt:** Der Ideenwettbewerb „Reallabore der Energiewende“ des BMWi bietet Unternehmen die Gelegenheit, ihre technischen sowie nicht-technischen Innovationen umzusetzen und in einem realen Umfeld in Zusammenarbeit mit Forschern zu testen. Das betrifft innovative Energietechnologien und Konzepte, die ein großes Potenzial für wirksamen Klimaschutz bei der Umgestaltung des Energiesystems aufweisen, jedoch eine Marktdurchdringung noch nicht erreicht haben. Die Unterstützung neuer, innovativer Ideen im Rahmen größerer, infrastrukturrelevanter Projekte soll den Marktzugang erleichtern. Gleichzeitig kann eine unmittelbare und großformatige Anwendung vielversprechender Technologien aufzeigen, wo und wie regulatorische Hemmnisse überwunden werden können, um die Marktetablierung von Energieinnovationen zu beschleunigen. Um ein Reallabor der Energiewende zu werden, muss das vorgeschlagene Projekt eine systemische Dimension vorweisen und in einem relevanten,

	Instrument	Umsetzungsstand
222.	*Förderinitiative Ideenwettbewerb „Reallabore der Energiewende“*	industriellen Maßstab erprobt werden können. Begleitend können sozio-ökonomische Aspekte und gesellschaftliche Fragestellungen sowie Fragestellungen zu künftigen Marktmodellen, Geschäftsmodellen und Regulierungsregimen untersucht werden. Im Fokus der ersten Ausschreibung standen die Bereiche „Sektorenkopplung und Wasserstofftechnologien“ (insbesondere P2X-Technologien), „großskalige Energiespeicher im Stromsektor“ und „energieoptimierte Quartiere“. **Zahlen:** Im Zeitraum 2018 bis 2022 sind Fördermittel in Höhe von bis zu 100 Mio. Euro pro Jahr vorgesehen. **Stand:** Die ersten der 20 im ersten Ideenwettbewerb 2019 ausgewählten Vorhaben sind in Umsetzung. Weitere werden abhängig vom Fortschritt der Antragsbearbeitung in 2020 und 2021 starten.
223.	Ideenwettbewerb „Wasserstoffrepublik Deutschland“	**Ziel:** Modul 1: Leitprojekte Grüner Wasserstoff: Die Leitprojekte sollen die Expertise für Wasserstofftechnologien in Wissenschaft, Wirtschaft und Zivilgesellschaft deutschlandweit bündeln und damit die Initialzündung für Entwicklung, Konzeption und Umsetzung von Wasserstofflösungen im industriellen Maßstab geben; Modul 2: Grundlagenforschung Grüner Wasserstoff: Förderung von Grundlagenforschung zu hochinnovativen Lösungen für Kernfragestellungen zum Grünen Wasserstoff entlang der gesamten Wertschöpfungskette (Erzeugung, Speicherung, Transport sowie Nutzung einschließlich Rückverstromung). **Stand:** Modul 1: Formierung geeigneter Konsortien und Bewertung durch ein Gutachtergremium; Modul 2: Start der ersten Vorhaben Ende 2020. **Zahlen:** Insgesamt sind für den Ideenwettbewerb bis 2025 inklusive Mitteln aus dem Konjunkturpaket 2020 mehr als 800 Mio. Euro vorgesehen.
224.	Horizont 2020/Rahmenprogramm für Forschung und Innovation	**Ziel:** Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit Europas **Stand:** Im Jahr 2014 startete das europäische Rahmenprogramm für Forschung und Innovation „Horizont 2020“. **Zahlen:** Für die Förderperiode 2014 bis 2020 sind rund 5,9 Mrd. Euro für „sichere, saubere und effiziente Energie“ in der nicht-nuklearen Energieforschung vorgesehen.
225.	Energiewende-Plattform Forschung und Innovation (FuI-Plattform)	**Ziel:** Austausch und Dialog mit Vertretern aus Politik, Wirtschaft, Wissenschaft und Gesellschaft zur Weiterentwicklung der Energieforschungspolitik sowie Beschleunigung des Transfers von Ergebnissen der Energieforschung in die Praxis **Inhalt:** Diskutiert werden aktuelle Entwicklungen der Energieforschung, insbesondere neue Formate und Inhalte der Forschungsförderung. Zudem bündelt und koordiniert die FuI-Plattform die Forschungsnetzwerke Energie (siehe Maßnahme 226). **Stand:** Plenumssitzungen der FuI-Plattform finden in jährlicher Folge statt. Auf der Sitzung im Februar 2019 wurden die Neuerungen des 7. Energieforschungsprogramms, u. a. die Reallabore der Energiewende, sowie aktuelle Entwicklungen aus den Forschungsnetzwerken Energie vorgestellt und diskutiert. Die achte Sitzung der Plattform fand im Februar 2020 statt. Ein Schwerpunkt war das Thema Wasserstoff u. a. im Hinblick auf Inhalte und Ziele der nationalen Wasserstoffstrategie.
226.	Forschungsnetzwerke Energie	**Ziel/Inhalt/Stand/Zahlen:** Die Forschungsnetzwerke Energie des BMWi umfassen rund 4.000 Mitglieder. Aktuell gibt es neun Forschungsnetzwerke Energie: „Wasserstoff“, „Erneuerbare Energien“, „Flexible Energieumwandlung“, „Stromnetze“, „Energiesystemanalyse“, „Bioenergie“, „Energiewendebauen“ und „Energieeffizienz in Industrie und Gewerbe“ und „Startups“. Diese repräsentieren die breite Forschungslandschaft in Deutschland. Die Netzwerke liefern wertvolle Impulse zu relevanten Forschungsthemen aus Sicht der Wissenschaft und Forschung und bieten eine Plattform für das Vernetzen von Forschenden, Wirtschaft und Politik. Neben Partizipation und Transparenz soll durch die Forschungsnetzwerke ein starker Impuls für den raschen Transfer von Ergebnissen in die energiewirtschaftliche Praxis angeregt werden. Innerhalb des Konsultationsprozesses für ein 7. Energieforschungsprogramm lieferten die Forschungsnetzwerke Energie durch das Zusammenwirken ihrer Mitglieder in thematisch spezifischen Arbeitsgruppen strategische Überlegungen und Expertenempfehlungen. Diese beziehen sich sowohl auf eine Weiterentwicklung der Energieforschungspolitik des Bundes als auch auf den relevanten Förderbedarf und das künftige Einsatzpotenzial der verschiedenen Energie- und Effizienztechnologien in der Praxis.
227.	Bundesbericht Energieforschung	**Ziel:** Schaffung von Transparenz über die Mittelverwendung im Rahmen des 7. Energieforschungsprogramms gegenüber Öffentlichkeit und Parlament **Inhalt:** Der Bericht gibt einen ausführlichen Überblick über die Förderpolitik der Bundesregierung zur Energieforschung und stellt die Fortschritte des 7. Energieforschungsprogramms vor. **Stand:** Der Bundesbericht Energieforschung 2020 wurde am 17.06.2020 vom Bundeskabinett beschlossen. **Zahlen:** 2019 hat die Bundesregierung rund 1,15 Mrd. Euro in die Forschung, Entwicklung und Demonstration moderner Energie- und Effizienztechnologien für die Energiewende aufgewendet. Das ist ein Anstieg um rund 9 % im Vergleich zum Vorjahr (2018: 1,05 Mrd. Euro).

	Instrument	Umsetzungsstand
228.	Forschungskommunikation im 7. Energieforschungsprogramm	**Ziel:** Unterstützung des Innovations- und Technologietransfers aus der Energieforschung in die wirtschaftliche Anwendung **Inhalt:** Dachportal www.energieforschung.de als zentrale Webseite und themenspezifische Fachportale www.energiesystem-forschung.de, www.industrie-energieforschung.de, www.strom-forschung.de und www.projektinfos.energiewendebauen.de mit Informationen zu aktuellen Projekten, Fördermaßnahmen und Trends **Stand:** Launch www.energiesystem-forschung.de und www.industrie-energieforschung.de im Sommer 2020
229.	Förderaufruf „Energiewende und Gesellschaft“	**Ziel:** Forschungsprojekte sollen untersuchen, auf welche Weise die Anliegen der Menschen im Energiewendeprozess besser berücksichtigt werden können. **Inhalt:** In den kommenden Jahrzehnten muss das Energiesystem tiefgreifend umgebaut werden. Die hierfür eingesetzten innovativen Technologien und neuen Prozesse wirken sich auf die gesamte Gesellschaft und auf das Lebensumfeld jedes Einzelnen aus. Die Transformation des Energiesystems und damit die Energiewende können nur gelingen, wenn der Umbau gemeinsam getragen wird. Daher ist das Thema „Energiewende und Gesellschaft “ als technologieübergreifender Förderschwerpunkt im 7. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung verankert. **Stand:** Veröffentlichung des ersten Förderaufrufs im April 2019. Start erster Vorhaben ebenfalls im Jahr 2019. Veröffentlichung des zweiten Förderaufrufs im September 2020. **Zahlen**: Der erste Förderaufruf hatte Mitte 2019 mit annähernd 60 vorgeschlagenen Forschungsvorhaben eine große Resonanz.
230.	Ideenwettbewerb zur Förderung der Weiterentwicklung und Implementierung der Smart Meter Gateway Kommunikationsplattform	**Ziel:** Die Förderung soll insbesondere Weiterentwicklungen anreizen, um dem Markt schnellstmöglich Geräte mit erweitertem Funktionsumfang und den neuesten Vorgaben folgend zur Verfügung stellen zu können. **Inhalt:** Aufgrund der Dynamik der technologischen Entwicklung sowie von energiepolitischen Zielsetzungen besteht für die Hersteller von Smart Meter Gateways und anderer Systemeinheiten eines erweiterten intelligenten Messsystems eine signifikante regulatorische Unsicherheit. Die direkte Projektförderung für Forschung, Entwicklung und Innovation stellt daher neben dem Fahrplan für die Weiterentwicklung der Energieregulierung und der Roadmap für die technischen Weiterentwicklungen ein weiteres Steuerungsinstrument zur Umsetzung des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW, siehe Maßnahme 217) dar. Neben der technischen Weiterentwicklung der Geräte ist es dazu auch notwendig, die implementierten Funktionen im Feld zu testen, sowie in massentauglichen Demonstrationen mit verschiedenen Akteuren des Energiesystems Erfahrungen zu sammeln. Nicht zuletzt dadurch werden auch direkte und indirekte Umweltschutzeffekte, z. B. bessere Integration von Energie aus erneuerbaren Quellen, erwartet. **Stand:** Veröffentlichung des ersten Förderaufrufs im September 2020 sowie eines zweiten Förderaufrufs in 2021 geplant **Zahlen:** Für den ersten Förderaufruf des Ideenwettbewerbs ist ein Fördervolumen von 40 Mio. Euro avisiert.
231.	Förderinitiative „Kopernikus-Projekte für die Energiewende“	**Ziel:** Die vier Kopernikus-Projekte sollen in vier Schlüsselbereichen der Energiewende den Brückenschlag von der Grundlagenforschung zur Anwendung schaffen. In der ersten Förderphase soll die Basis für ein technologisch exzellentes und wirtschaftlich wettbewerbsfähiges Energiesystem geschaffen werden, das zugleich die größtmögliche Akzeptanz in der Gesellschaft findet. **Inhalt:** Die Projekte widmen sich vier zentralen Themen der Energiewende: • der Speicherung erneuerbarer Energie durch Umwandlung in andere Energieträger wie beispielsweise Wasserstoff (P2X), • der Entwicklung von Stromnetzen, die an einen hohen Anteil erneuerbarer Energien angepasst sind (ENSURE), • der Neuausrichtung von Industrieprozessen auf eine fluktuierende Energieversorgung (SynErgie), • der Betrachtung von Handlungsoptionen für ein wirtschaftliches, umweltverträgliches, verlässliches und sozialverträgliches Energiesystem und deren Auswirkungen auf die verschiedenen gesellschaftlichen Bereiche (1. Phase: ENavi, 2. Phase Ariadne). **Stand:** Die vier Kopernikus-Projekte ENSURE, P2X, SynErgie und ENavi mit rund 260 Projektpartnern haben im Jahr 2016 die Arbeit aufgenommen. Die Projekte wurden 2019 bzw. 2020 in die zweite Förderphase überführt. **Zahlen:** Die voraussichtliche Fördersumme beträgt ca. 400 Mio. Euro.

	Instrument	Umsetzungsstand
232.	Forschungsvorhaben „Carbon2Chem“	**Ziel:** Umwandlung von Hüttengasen der Stahlproduktion in chemische Grundstoffe mit Hilfe erneuerbarer Energien **Inhalt:** Carbon2Chem will über eine cross-industrielle Kooperation von Stahlherstellung, Stromerzeugung und Chemieproduktion die bei der Stahlherstellung anfallenden Hüttengase zur Produktion von chemischen Wertstoffen wie Methanol oder Harnstoff nutzen. Am Stahlwerk in Duisburg soll aufgezeigt werden, wie die CO_2-Emissionen der deutschen Stahlindustrie künftig wirtschaftlich nutzbar gemacht werden können. **Stand:** Das Vorhaben hat 2016 seine Arbeit aufgenommen. Im September 2018 wurde das Technikum in Duisburg eröffnet. Dort wird weltweit zum ersten Mal unter Industriebedingungen Methanol und Ammoniak aus Hüttengasen hergestellt. Carbon2Chem wurde 2020 in die zweite Förderphase überführt. **Zahlen:** Das BMBF stellt mehr als 130 Mio. Euro in der ersten und zweiten Förderphase bereit.
233.	Verbundvorhaben „NAMOSYN“	**Ziel:** Entwicklung von synthetischen Kraftstoffen für Diesel- und Ottomotoren **Inhalt:** Das Projekt NAMOSYN adressiert die großtechnische Produktion von Oxymethylenether (OME) als synthetischen Kraftstoff auf der Grundlage von erneuerbaren Energien. **Stand:** Das Vorhaben hat im April 2019 seine Arbeit aufgenommen. **Zahlen:** Das BMBF fördert das Vorhaben bis 2022 mit 24 Mio. Euro.
234.	Akademienprojekt „Energiesysteme der Zukunft“	**Ziel/Inhalt/Stand/Zahlen:** 120 Vertreter der deutschen Wissenschaftsakademien erarbeiten systemische Handlungsoptionen für den Bereich der Grundlagenforschung mit Blick auf das Energiesystem der Zukunft und liefern so eine wissenschaftlich fundierte Basis für die gesamtgesellschaftlichen Diskussionen zu mittel- bis langfristig relevanten Fragestellungen zur Umsetzung der Energiewende. Neben Fragen der technologischen Machbarkeit werden auch ökonomische und rechtliche sowie solche der effizienten Ressourcennutzung und der gesellschaftlichen Akzeptanz adressiert.
235.	Förderaufruf „Optimierter Netzbetrieb im Übertragungs- und Verteilernetz (OptiNet I)“	**Ziel/Inhalt:** Es werden Projekte unterstützt, die die Kooperation, die Zusammenarbeit und den Informationsaustausch insbesondere zwischen ÜNB und VNB verbessern, um höhere Anteile erneuerbarer Energien durch eine höhere Auslastung in den Stromnetzen zuzulassen, Betriebs- und Investitionskosten bei ÜNB und VNB zu senken sowie netzdienliche Beiträge dezentraler Anlagen zu fördern, insbesondere im Bereich Systemdienstleistungen. **Zahlen:** 20 Mio. Euro Fördervolumen
236.	Förderinitiative „Solares Bauen/Energieeffiziente Stadt“	**Ziel:** Gemeinsame Initiative von BMWi und BMBF zu neuen Technologien und Konzepten für mehr Energieeffizienz und Integration erneuerbarer Energien, um die Energiewende in Gebäuden und Städten voranzubringen. **Inhalt:** Modul I (BMWi): Fokus auf Demonstration von Konzepten zu Sanierung und Neubau von mehrgeschossigen Wohnbauten. Im Modul I konnten im Jahr 2017 acht Verbundvorhaben die Arbeit aufnehmen. Modul II (BMWi und BMBF): Umfassende und systemisch angelegte Leuchtturmprojekte auf Quartiersebene in Esslingen, Heide (Holst.), Kaiserlautern, Oldenburg, Stuttgart/Überlingen und Zwickau. Im Modul II konnten im Jahr 2017 fünf der sechs ausgewählten Leuchtturmprojekte gestartet werden. Das sechste Vorhaben ist Anfang 2018 angelaufen. **Zahlen:** Modul I: Ca. 20 Mio. Euro. Für Modul II werden über 100 Mio. Euro hälftig durch BMBF und BMWi zur Verfügung gestellt.
237.	Förderinitiative „Forschungscampus – öffentlich-private Partnerschaft für Innovationen“ (Forschungscampi „Mobility2Grid“ und „Flexible Elektrische Netze“)	Mit den Forschungscampi „Mobility2Grid“ und „Flexible Elektrische Netze“ unterstützt das BMBF die Zusammenarbeit von Wissenschaft und Wirtschaft in der Energieforschung: • Forschungscampus „Mobility2Grid“ **Ziel:** Integration von gewerblichen und privaten elektrischen Straßenfahrzeugen in dezentrale Energienetze, die auf erneuerbaren Energien basieren. **Inhalt:** Aufbau eines Referenzquartiers in Berlin-Schöneberg mit Forschungs- und Industriepartnern für das synergetische Zusammenwirken von Elektromobilität, Strom- und Wärmeversorgungsnetzen **Stand:** Seit Januar 2016 Förderung in der ersten fünfjährigen Hauptphase **Zahlen:** Das BMBF stellte für die erste Hauptphase bis zu 10 Mio. Euro bereit. • Forschungscampus „Flexible Elektrische Netze“ **Ziel:** Erforschung innovativer Technologien für elektrische Netze mit einem hohen Anteil an regenerativen und dezentralen Energiequellen **Inhalt:** Der Forschungscampus in Aachen ist ein Zusammenschluss der RWTH Aachen und Industriepartnern. Die transdisziplinäre Forschung konzentriert sich auf die Entwicklung und Integration von Gleichspannungstechnologien. **Stand:** Der Forschungscampus ist 2020 in seine zweite Phase eingetreten, in der neben den akademischen Partnern erstmals auch fünf Unternehmen direkt beteiligt sind. **Zahlen:** Das BMBF stellt für die erste und zweite Phase 20 Mio. Euro bereit.

	Instrument	Umsetzungsstand
238.	Pilotinnovationswettbewerb für Sprunginnovationen zum Thema „Weltspeicher“	**Ziel:** Der Innovationswettbewerb soll die Entwicklung eines Stromspeichers für den Hausgebrauch anstoßen, der in seiner Leistungsfähigkeit mit verfügbaren Anlagen mindestens gleichzieht und dabei erheblich kostengünstiger sowie umweltfreundlicher ist. Damit soll weltweit die Nutzung von Elektrizität aus erneuerbarer Energiequellen erhöht sowie deren Netzeinbindung verbessert werden. **Stand:** In 2020 wurden sechs Projekte für die Konzeptphase ausgewählt. Nach einer Evaluation werden bis zu zwei dieser Konzepte für die Projektphase ausgewählt. **Zahlen:** Im Zeitraum von 2020 bis 2024 werden vom BMBF rund 12,5 Mio. Euro zur Verfügung gestellt.
239.	Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff und Brennstoffzellentechnologie (NIP)	**Ziel:** Beschleunigung der Entwicklung der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie mit dem Ziel des Nachweises der Technologiereife **Stand:** Ziele in NIP1 (2006 bis 2016) wurden erreicht. Abgelöst durch Regierungsprogramm NIP2 bis 2026. **Zahlen:** Programmumfang im Zeitraum von 2006 bis 2016 rund 1,4 Mrd. Euro, davon 700 Mio. Euro aus der Industrie und 700 Mio. Euro aus den Haushalten von BMVI und BMWi.
240.	Regierungsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie für die Förderperiode 2016 – 2026 (NIP 2)	**Ziel:** Ergänzung der F&E-Förderung aus NIP1 um Maßnahmen der Marktaktivierung von Produkten und Anwendungen, die auf Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie basieren, mit dem Ziel, die Marktfähigkeit und den Markthochlauf zu erreichen. **Inhalt:** NIP2 ist als Rahmenprogramm formuliert, welches in Einzelmaßnahmen umgesetzt wird. **Zahlen:** Für 2016 bis 2026 Zusagen der Industrie von 2,0 Mrd. Euro, die durch öffentliche Mittel von rund 1,4 Mrd. Euro flankiert werden sollen.
241.	Programmkooperation: Forschungsallianz Energiewende in der AiF	**Ziel/Inhalt:** Gemeinsame Initiative der Energieforschung und der Industriellen Gemeinschaftsforschung des BMWi, um die Innovationskraft forschungsferner KMU bei energietechnologischen Entwicklungen gezielt zu stärken. **Stand:** Nach erfolgreicher Pilotphase wird die Kooperation ab 2020 verstetigt. Durch die Überführung ins etablierte Format der IGF-Leittechnologien werden Verfahrensvereinfachungen realisiert. **Zahlen:** Pro Jahr stehen 6 Mio. Euro zur Verfügung.
242.	Förderprogramm „Nachwachsende Rohstoffe“	**Ziel:** Initiative des BMEL zur Förderung von Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsvorhaben im Bereich der stofflichen und energetischen Nutzung nachwachsender Rohstoffe **Zahlen:** Im Jahr 2018 standen im Förderprogramm 23,75 Mio. Euro und zusätzlich aus dem EKF 23,05 Mio. Euro für Bioenergievorhaben zur Verfügung. Im Jahr 2019 wurden insgesamt 46,8 Mio. Euro aus dem Förderprogramm bereitgestellt.
243.	Förderprogramm „Energetische Biomassenutzung“	**Ziel:** Praxisnahe Forschungs- und Entwicklungsarbeiten zu zukunftsweisenden Technologien sowie zu Verfahrens- und Prozessoptimierungen, die die effiziente, wirtschaftliche und nachhaltige Nutzung der Bioenergie ermöglichen und zur Versorgungssicherheit beitragen. **Inhalt:** Förderung insbesondere von praxisorientierten Lösungen mit Demonstrations- und Pilotcharakter, die zur Flexibilisierung der Strom- und Wärmeerzeugung aus Biomasse beitragen. Zur Verbesserung der nachhaltigen energetischen Nutzung im (gekoppelten) Wärme- und Strombereich sollten vor allem Biomassereststoff- und Abfallpotenziale erschlossen werden. **Stand:** Das Förderprogramm lief im Jahr 2018 aus. Das Thema energetische Biomassenutzung ist im 7. Energieforschungsprogramm als Förderschwerpunkt 3.7 verankert. **Zahlen:** Seit 2009 insgesamt 388 Einzelvorhaben, vor allem Verbundvorhaben, mit Zuwendungen in Höhe von etwa 67,3 Mio. Euro Fördersumme. Im Jahr 2017 standen 6 Mio. Euro zur Verfügung. Im Jahr 2018 standen 9,1 Mio. Euro zur Verfügung.
244.	WIPANO – „Wissens- und Technologietransfer durch Patente und Normen“	**Ziel:** Förderung öffentlicher Forschung und von Unternehmen bei der Patentierung und Verwertung ihrer Ideen und Unterstützung innovativer Projekte. **Inhalt:** In der Patentförderung werden die Kosten für Beratung, Patentanwalt oder Patentanmeldung anteilig übernommen. **Stand/Zahlen:** Die Richtlinie lief von Januar 2016 bis Dezember 2019 mit einem Volumen von 23 Mio. Euro. Antragsberechtigt sind Unternehmen, Hochschulen, Universitäten und außeruniversitäre Forschungseinrichtungen.

	Instrument	Umsetzungsstand
245.	Förderung von stationären Brennstoffzellen-Heizungen im Rahmen des Anreizprogramms Energieeffizienz	**Ziel:** Unterstützung der Einführung der Brennstoffzellentechnologie in der Wärme- und Stromversorgung von Wohngebäuden **Inhalt:** Gefördert wird der Einbau von Brennstoffzellensystemen mit einer Leistung von 0,25 kW_{el} bis 5 kW_{el} in Wohngebäuden, wenn die Brennstoffzelle in die Wärme- und Stromversorgung des Gebäudes eingebunden wird. Möglich ist die Förderung sowohl bei einem Neubau als auch bei einer energetischen Sanierung. Die Förderung erfolgt als Zuschuss und ist mit der Förderung nach dem KWKG kombinierbar. **Stand:** Das zur Markteinführung stationärer Brennstoffzellenheizsysteme entwickelte Förderprogramm „Energieeffizient Bauen und Sanieren – Zuschuss Brennstoffzelle“ (KfW-Programm-Nr. 433) steht seit Juli 2017 neben privaten Wohneigentümern nun auch Unternehmen (einschließlich Contractoren), kommunalen Einrichtungen sowie gemeinnützigen Organisationen offen. Somit wird der Einbau von hocheffizienten Brennstoffzellensystemen sowohl in Wohngebäuden als auch in Nichtwohngebäuden unterstützt. Für das Programm stehen Haushaltsmittel im Rahmen des Anreizprogramms Energieeffizienz (APEE) zur Verfügung. **Zahlen:** Im Jahr 2018 belief sich das Fördervolumen für Brennstoffzellen-Heizungen auf 52,6 Mio. Euro bei rund 3.600 Förderanträgen. Im Jahr 2019 stieg das Fördervolumen um 20 Prozent auf 63,3 Mio. Euro; die Zahl der Förderanträge erhöhte sich um knapp ein Drittel auf rund 4.750.
246.	Förderprogramm „Neue Fahrzeug- und Systemtechnologien“	**Ziel:** Verbesserung der Innovationskraft und Konkurrenzfähigkeit der deutschen Fahrzeugindustrie **Inhalt:** Förderung von anwendungsnahen technologischen Innovationen in den beiden Programmsäulen „Automatisiertes und vernetztes Fahren“ und „Innovative Fahrzeuge“, hier insbesondere zu Leichtbau und modernen Antriebssystemen **Stand:** Verschiedene laufende Förderprojekte zu den Themen Gewichtsreduktion, Abgaswärmerückgewinnung, Verbesserung des Brennkonzepts und Einsatz von strombasierten Kraftstoffen, im Dezember 2018 um weitere vier Jahre verlängert **Zahlen:** Fördervolumen wurde im Zuge der Verlängerung auf rund 60 Mio. Euro pro Jahr erhöht, für beide Programmsäulen.
247.	Forschungsinitiative „Energiewende im Verkehr: Sektorkopplung durch die Nutzung strombasierter Kraftstoffe“	**Ziel:** Die Kopplung der Sektoren Strom und Verkehr soll vorangetrieben und eine deutliche Senkung von Treibhausgasemissionen ermöglicht werden. **Inhalt:** Alternative Kraftstoffe sind insbesondere bei großen Transportmengen und Entfernungen, wie im Luftverkehr oder in der Schifffahrt, eine vielversprechende Option zur Umsetzung der Energiewende im Verkehrssektor. Zudem erweitert die damit verbundene Kopplung der Infrastrukturen für Energie und Verkehr die politischen Handlungsoptionen. Vor diesem Hintergrund werden innovative Forschungsansätze zur Sektorkopplung unterstützt, damit die erforderlichen Fortschritte rasch zur Anwendung kommen. In der Forschungsinitiative wird in 16 als Kooperationen zwischen Industrie und Forschung angelegten Projekten Herstellung und Nutzung innovativer, strombasierter Kraftstoffe erforscht. Für das Jahr 2022 ist eine Roadmap geplant, die auf Basis der Forschungsergebnisse Handlungsempfehlungen für die Entwicklung, Produktion und Markteinführung von nachhaltigen Kraftstoffen geben soll. **Stand:** Auftaktkonferenz fand im Februar 2019 statt. Zwischenergebnisse wurden auf einer Statuskonferenz im November 2020 diskutiert. **Zahlen:** Das BMWi fördert die Forschungsinitiative mit rund 87 Mio. Euro im Zeitraum 2018 bis 2022.
248.	Maritimes Forschungsprogramm	**Ziel/Inhalt:** Das Maritime Forschungsprogramm des BMWi ist das Forschungs- und Entwicklungsprogramm für die maritime Wirtschaft in den Bereichen Schiffstechnik, Produktion maritimer Systeme, Schifffahrt und Meerestechnik. Es adressiert das gesamte für Innovation relevante Technologiespektrum in der maritimen Branche. Dabei bestehen viele Anknüpfungspunkte für sparten- und sektorübergreifende Innovationen. Forschung und Entwicklung sollen neben der Stärkung von Innovationskraft und Wettbewerbsfähigkeit Fortschritte auf folgenden vier Gebieten erzielen: umweltschonende Technologien (MARITIME.green), Digitalisierung und smarte Technologien (MARITIME.smart), Sicherheit (MARITIME.safe) und Ressourcen (MARITIME.value). Projekte, die einen signifikanten Beitrag zur maritimen Energiewende leisten, sollen verstärkt gefördert werden. Hierzu bedarf es wirksamer Förderinstrumente, um Technologieentwicklungen, Planungssicherheit für Unternehmen und eine industriesektorübergreifende Gesamtstrategie zu forcieren. Aktuelle Herausforderungen sind Mobilitätswende, Vermeidung und Senkung von Emissionen, neue umweltfreundliche Kraftstoffe, smarte Systeme, Prozessdigitalisierung, neue Anforderungen an maritime Sicherheitsarchitekturen sowie umweltfreundliche nachhaltige Nutzung von Ressourcen aus dem Meer. Fernziel ist das Null-Emissionsschiff. **Zahlen:** Die Bundesregierung stellt für die maritime Forschung bis 2025 insgesamt rd. 369 Mio. Euro zur Verfügung.

	Instrument	Umsetzungsstand
	Kapitel 15: Investitionen, Wachstum und Beschäftigung	
249.	Strukturstärkungsgesetz	**Ziel:** Abmilderung der Folgen des Ausstiegs aus der Kohleverstromung in den Kohlerevieren, Ausgleich unterschiedlicher Wirtschaftskraft, Förderung des wirtschaftlichen Wachstums, Schaffung von Arbeitsplätzen in den Revieren **Inhalt:** Bis zum Jahr 2038 erhalten Braunkohleregionen Finanzhilfen von bis zu 14 Milliarden Euro für besonders bedeutsame Investitionen von Ländern und Gemeinden. Zudem unterstützt der Bund die Regionen durch weitere Maßnahmen in seiner eigenen Zuständigkeit mit bis zu 26 Milliarden Euro bis 2038. Außerdem erhalten ausgewählte Steinkohlekraftwerksstandorte und das ehemalige Revier Helmstedt bis zu 1,09 Milliarden Euro. Der Mittelabfluss der bereitgestellten Gelder wird durch ein neues Bund-Länder-Koordinierungsgremium sichergestellt. **Stand:** Das Strukturstärkungsgesetz Kohleregionen (StStG) ist am 14. August 2020 in Kraft getreten. **Zahlen:** Insgesamt werden bis zu 41,09 Mrd. Euro für die betroffenen Kohleregionen bereitgestellt.
250.	Energiewirtschaftliche Elemente des Konjunkturpakets von Juni 2020, insbesondere:	**Ziel:** Das Paket soll im Zuge der Covid-19-Pandemie die Konjunktur beleben und nachhaltig stützen sowie soziale Härten abfedern. **Inhalt:** Das Paket enthält verschiedene Elemente, wie bspw. eine Senkung der Mehrwertsteuersätze, verschiedene steuerliche Erleichterungen, ein Programm für Überbrückungshilfen, verschiedene Unterstützungsmaßnahmen für Familien und nicht zuletzt auch energiewirtschaftliche Elemente. **Stand:** Das Paket wurde im Juni 2020 beschlossen.
	• Senkung EEG-Umlage	Siehe Kapitel 4 und 10
	• Ausweitung projektbezogener Forschung wie SINTEG und Reallabore	Siehe Maßnahmen Kapitel 13 und 14: Hier soll in einem Umfang von 300 Mio. Euro die projektbezogene Forschung (u. a. SINTEG und Reallabore) ausgeweitet werden. Der Fokus liegt auf den nächsten großen Umbrüchen im Energiesystem: Digitalisierung und Sektorkopplung. **Stand:** Ein Teil der Projekte wurde bereits im Jahr 2020 gestartet, die verbleibenden Projekte beginnen 2021.
	• Verkehr: a) KFZ-Steuer b) Innovationsprämie c) Ladesäulen/ Batteriezellen d) Flottenmodernisierung e) Kaufprämie	Siehe Maßnahmen Kapitel 7
	• Nationale Wasserstoffstrategie	**Ziel:** Die Beförderung des Markthochlaufs von Wasserstofftechnologien sowie Beitrag bei der Bewältigung der wirtschaftlichen Folgen der Corona-Pandemie und damit Grundstein für eine nachhaltige Ausrichtung der deutschen Wirtschaft. **Inhalt:** Die Bundesregierung hat die „Nationale Wasserstoffstrategie“ vorgelegt. Deren Ziel ist es, Deutschland bei modernster Wasserstofftechnik zum Ausrüster der Welt zu machen. Mit den Mitteln des Konjunkturpakets werden als Basis der Strategie verschiedene Maßnahmen zur Beförderung des Markthochlaufs von Wasserstofftechnologien realisiert. **Zahlen:** Für nationale Aktivitäten werden 7 Mrd. EUR und für außenwirtschaftliche Vorhaben 1,99 Mrd. EUR zur Verfügung gestellt.
	• Abschaffung PV-Deckel, Ausbau erneuerbarer Energien	Siehe Maßnahmen Kapitel 4
	• Aufstockung CO_2-Gebäudesanierungsprogramm	**Ziel:** Erhöhung der Sanierungsrate und Anreizschaffung für energieeffizienten Neubau bei gleichzeitiger Konjunkturbelebung **Inhalt:** Anfang 2020 wurden die Förderbedingungen für energetische Gebäudesanierungsmaßnahmen deutlich verbessert. Die erhöhten Fördersätze haben für einen merklichen Anstieg der Förderanträge gesorgt. Im Rahmen des Konjunkturprogramms wurden die verfügbaren Mittel aufgestockt. **Stand:** Die Heizungsbranche (BDH) berichtet von deutlichen Zuwächsen im Heizungsmarkt insbesondere für Heizungen, die auf erneuerbaren Energien basieren. Die aktuellen Förderprogramme werden ab 2021 in der neuen Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) gebündelt. Hierbei sind teilweise nochmals Verbesserungen der Förderkonditionen vorgesehen. **Zahlen:** Im zweiten Nachtragshaushalt wurde das CO_2-Gebäudesanierungsprogramm um 2 Mrd. Euro aufgestockt.

Quellen- und Literaturverzeichnis

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (2018): Ausgewählte Effizienzindikatoren zur Energiebilanz Deutschland. Daten für die Jahre von 1990 bis 2017, Berlin. [AGEB (2018a)]

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (2018): Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990 bis 2016, Berlin. [AGEB (2018b)]

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (2019): Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern, Berlin. [AGEB (2019a)]

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (2019): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2018, Berlin. [AGEB (2019b)]

Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (2020): Erneuerbare Energien in Deutschland. Daten zur Entwicklung im Jahr 2019, Dessau-Roßlau. [AGEE-Stat (2020)]

Bellmann, M. A., May, A., Wendt, T., Gerlach, S., Remmers, P., Brinkmann, J. (2020): Unterwasserschall während des Impulsrammverfahrens: Einflussfaktoren auf Rammschall und technische Möglichkeiten zur Einhaltung von Lärmschutzwerten. Erfahrungsbericht Rammschall mit und ohne technische Schallminderungsmaßnahmen, Oldenburg. [Bellmann et al. (2020)]

Boston Consulting Group, Prognos (2018): Klimapfade für Deutschland, Berlin. [BCG, Prognos (2018)]

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2013): Konzept für den Schutz der Schweinswale vor Schallbelastungen bei der Errichtung von Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee (Schallschutzkonzept), Berlin. [BMU (2013)]

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (2017): Stickstoffeintrag in die Biosphäre. Erster Stickstoff-Bericht der Bundesregierung, Berlin. [BMU (2017)]

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, Umweltbundesamt (2019): Umweltbewusstsein in Deutschland 2018. Ergebnisse einer repräsentativen Bevölkerungsumfrage, Berlin und Dessau-Roßlau. [BMU, UBA (2019)]

Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (2013): Die Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung (MKS). Energie auf neuen Wegen, Berlin. [BMVBS (2013)]

Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (2019): Verkehr in Zahlen 2019/2020, 48. Jahrgang, Berlin. [BMVI (2019)]

Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (2020): Verkehr in Zahlen 2020/2021, 49. Jahrgang, Berlin, in der Veröffentlichung. [BMVI (2020a)]

Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (2020): Zielfahrplan Deutschlandtakt. Informationen zum dritten Gutachterentwurf, Berlin. [BMVI (2020b)]

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2019): Jahreswirtschaftsbericht 2019. Soziale Marktwirtschaft stärken – Wachstumspotenziale heben, Wettbewerbsfähigkeit erhöhen, Berlin. [BMWi (2019a)]

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2019): Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2018, Berlin. [BMWi (2019b)]

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2019): Monitoringbericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie nach § 63 i.V.m. § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität, Berlin. [BMWi (2019c)]

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2019): Dialogprozess Gas 2030. Erste Bilanz, Berlin. [BMWi (2019d)]

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2019): Evaluierung der Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft. Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit nach § 13g Absatz 8 des Energiewirtschaftsgesetzes, Berlin. [BMWi (2019e)]

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2019): Bundesbericht Energieforschung 2019. Forschungsförderung für die Energiewende, Berlin. [BMWi (2019f)]

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020): Jahreswirtschaftsbericht 2020. Wachstum, Wettbewerbsfähigkeit und Produktivität stärken – in Deutschland und Europa, Berlin. [BMWi (2020a)]

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020): Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2019, Berlin. [BMWi (2020b)]

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020): Energieeffizienz in Zahlen. Entwicklungen und Trends in Deutschland 2020, Berlin, in der Veröffentlichung. [BMWi (2020c)]

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020): Bericht zum Stand und zur Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Erdgas, Berlin. [BMWi (2020d)]

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020): Fahrplan für die weitere Digitalisierung der Energiewende, Berlin. [BMWi (2020e)]

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020): Bundesbericht Energieforschung 2020. Forschungsförderung für die Energiewende, Berlin. [BMWi (2020f)]

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020): Die wirtschaftliche Lage in Deutschland im Juni 2020, Pressemitteilung, Berlin. [BMWi (2020g)]

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020): Integrierter Nationaler Energie- und Klimaplan, Berlin. [BMWi (2020h)]

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020): Energiedaten. Gesamtausgabe, Berlin. [BMWi (2020i)]

Bundesnetzagentur (2020): Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit – Gesamtes Jahr 2019, Bonn. [BNetzA (2020)]

Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt (2020): Monitoringbericht 2019. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i.V.m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i.V.m. § 53 Abs. 3 GWB, Bonn. [BNetzA, BKartA (2020)]

Bundesregierung (2019): Bundes-Klimaschutzgesetz vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2513). [Bundesregierung (2019a)]

Bundesregierung (2019): Projektionsbericht 2019 für Deutschland gemäß Verordnung (EU) Nr. 525/2013, Berlin. [Bundesregierung (2019b)]

Bundesregierung (2020): Klimaschutzbericht 2019 zum Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 der Bundesregierung, Berlin. [Bundesregierung (2020)]

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2019): BDEW-Strompreisanalyse Januar 2019. Haushalte und Industrie, Berlin. [BDEW (2019)]

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2020): Beheizungsstruktur im Wohnungsneubau in Deutschland 2019, Berlin. [BDEW (2020a)]

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2020): Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes in Deutschland 2019, Berlin. [BDEW (2020b)]

Deutsche Emissionshandelsstelle (2020): Treibhausgasemissionen 2019. Emissionshandelspflichtige stationäre Anlagen und Luftverkehr in Deutschland, VET-Bericht 2019, Berlin. [DEHSt (2020)]

Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung (2020): Ergebnisse aus dem laufenden Forschungsvorhaben ‚Ökonomische Indikatoren des Energiesystems' im Auftrag des BMWi, Berlin. [DIW, DLR, GWS (2020)]

Deutsches Patent- und Markenamt (2020): Jahresbericht 2019, München. [DPMA (2020a)]

Deutsches Patent- und Markenamt (2020): Erneuerbare Energien, München. [DPMA (2020b)]

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik, Deutsches Biomasseforschungszentrum (2016): Potenziale des Hybrid-Oberleitungsbusses als effiziente Möglichkeit für die Nutzung erneuerbarer Energien im ÖPNV, Heidelberg, Landshut und München. [DLR, ifeu, LBST, DBFZ (2016a)]

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik, Deutsches Biomasseforschungszentrum (2016): Verkehrsverlagerungspotenzial auf den Schienengüterverkehr in Deutschland, Berlin und Heidelberg. [DLR, ifeu, LBST, DBFZ (2016b)]

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik, Deutsches Biomasseforschungszentrum (2016): Verkehrsverlagerungspotenzial auf den Schienenpersonenfernverkehr in Deutschland, Berlin. [DLR, ifeu, LBST, DBFZ (2016c)]

Ernst & Young (2020): Barometer Digitalisierung der Energiewende. Modernisierungs- und Fortschrittsbarometer zum Grad der Digitalisierung der leitungsgebundenen Energiewirtschaft, Berichtsjahr 2019, Stuttgart. [Ernst & Young (2020)]

Ewald, J., Rothe, A., Hansbauer, M., Schumann, C., Wilnhammer, M., Schönfeld, F., Wittkopf, S., Zahner, V. (2017): Energiewende und Waldbiodiversität, BfN-Skripten 455, 207. [Ewald et al. (2017)]

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft" (2017): Kurzkommentar zu Stand und wichtigen Handlungsfeldern der Energiewende, Berlin, Münster, Stuttgart. [EWK (2017)]

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (2020): Anbau und Verwendung nachwachsender Rohstoffe in Deutschland, Gülzow-Prüzen. [Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (2020)]

Fachagentur Windenergie an Land (2019): Entwicklung der Windenergie im Wald. Ausbau, planerische Vorgaben und Empfehlungen für Windenergiestandorte auf Waldflächen in den Bundesländern, 4. Auflage, Berlin. [Fachagentur Windenergie an Land (2019)]

Frankfurt School of Finance and Management – UNEP-Centre, BNEF (2020): Global Trends in Renewable Energy Investments 2020, Frankfurt am Main. [Frankfurt School of Finance and Management – UNEP-Centre, BNEF (2020)]

Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung (2018): Mögliche Engpässe für die Energiewende, GWS Research Report 2018/08, Osnabrück. [GWS (2018)]

Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung (2020): Analyse der deutschen Exporte und Importe von Technologiegütern zur Nutzung erneuerbarer Energien und anderer Energietechnologiegüter. Bericht zum Forschungsvorhaben des BMWi, Osnabrück. [GWS (2020a)]

Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung (2020): Importeinsparungen fossiler Brenn- und Kraftstoffe durch Energieeffizienzgewinne und den Ausbau erneuerbarer Energien. Fortschreibung für die Jahre 2016, 2017 und 2018, GWS Research Report 20/01, Osnabrück. [GWS (2020b)]

Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (2018): Vorteile der Energiewende über die gesamtwirtschaftlichen Effekte hinaus – eine literaturbasierte Übersicht, GWS Research Report 2018/07, Osnabrück. [GWS, Fraunhofer-ISI (2018)]

Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung, Prognos (2018): Gesamtwirtschaftliche Effekte der Energiewende, GWS Research Report 2018/04, Osnabrück. [GWS, Prognos (2018)]

Hahad, O., Kröller-Schön, S., Daiber, A., Münzel, T. (2019): The Cardiovascular Effects of Noise, Deutsches Ärzteblatt International 116, S. 245–250. [Hahad et al. (2019)]

Hübner, G., Pohl, J. (2010): Akzeptanz und Umweltverträglichkeit der Hinderniskennzeichnung von Windenergieanlagen, Abschlussbericht zum BMU-Forschungsvorhaben, Halle. [Hübner, Pohl (2010)]

International Energy Agency (2019): World Energy Outlook 2019, Paris. [IEA (2019)]

International Energy Agency (2020): World Energy Investment 2020, Paris. [IEA (2020a)]

International Energy Agency (2020): World Energy Outlook 2020, Paris. [IEA (2020b)]

International Panel on Climate Change (2018): Global Warming of 1,5°C. An IPCC Special Report on the Impacts of Global Warming of 1.5°C above Pre-Industrial Levels and Related Global Greenhouse Gas Emission Pathways, in the Context of Strengthening the Global Response to the Threat of Climate Change, Sustainable Development, and Efforts to Eradicate Poverty, Genf. [IPCC (2018)]

International Renewable Energy Agency (2020): Reaching Zero with Renewables. Eliminating CO_2 emissions in Industry and Transport, Preview, Abu Dhabi. [IRENA (2020)]

Kickler, K., Kosmol, J., Franken, G., Scholl, C., Junior, R. M., Rüttinger, L., Sturman, K. (2018): Mapping Sustainability Standards Systems for Mining and Mineral Supply Chains, Commodity TopNews 59, Hannover, S. 1-8. [Kickler et al. (2018)]

Kommission Lagerung hoch radioaktiver Abfallstoffe (2016): Verantwortung für die Zukunft. Ein faires und transparentes Verfahren für die Auswahl eines nationalen Endlagerstandortes, Abschlussbericht der Kommission Lagerung hoch radioaktiver Abfallstoffe, Berlin. [Kommission Lagerung hoch radioaktiver Abfallstoffe (2016)]

Kommission Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung (2019): Abschlussbericht, Berlin. [Kommission Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung (2019)]

Maennling, N., Toledano, P. (2019): Erneuerbare Energien im Rohstoffsektor. Verstärkte Nutzung von erneuerbaren Energien, Bericht Dezember 2018, Bonn. [Maennling, Toledano (2019)]

Öko-Institut, Fraunhofer-ISI (2020): Umsetzung Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 – Begleitung der Umsetzung der Maßnahmen des Aktionsprogramms. 4. Quantifizierungsbericht (2019), Berlin. [Öko-Institut, Fraunhofer-ISI (2020)]

Öko-Institut, ifeu (2018): Komponentenzerlegung energiebedingter Treibhausgasemissionen mit Fokus auf dem Ausbau erneuerbarer Energien. Teilbericht 3: Dekomposition der energiebedingten THG-Emissionen Deutschlands, Climate Change 15/2018, Dessau-Roßlau. [Öko-Institut, ifeu (2018)]

Öko-Institut, ifeu (2019): Komponentenzerlegung energiebedingter Treibhausgasemissionen mit Fokus auf dem Ausbau erneuerbarer Energien. Synthesebericht: Synthese der Komponentenzerlegung energiebedingter Treibhausgasemissionen mit Fokus auf dem Ausbau erneuerbarer Energien, Climate Change 06/2019, Dessau-Roßlau. [Öko-Institut, ifeu (2019)]

Prognos, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung, Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und -strategien (2020): Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050. Dokumentation von Referenzszenario und Szenario mit Klimaschutzprogramm 2030, Berlin. [Prognos, Fraunhofer ISI, GWS, IINAS (2020)]

Purr, K., Günther, J., Lehmann, H., Nuss, P. (2019): Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität, RESCUE – Studie, Climate Change 36/2019, Dessau-Roßlau. [Purr et al. (2019)]

r2b energy consulting, Consentec, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, TEP Energy (2019): Definition und Monitoring der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten, Projekt Nr. 047/16, Erster Projektbericht, Köln. [r2b energy consulting, Consentec, Fraunhofer ISI, TEP Energy (2019)]

REN21 (2019): Renewables 2019. Global Status Report, Paris. [REN21 (2019)]

REN21 (2020): Renewables 2020. Global Status Report, Paris. [REN21 (2020)]

Statistisches Bundesamt (2018): Öffentliche Wasserversorgung und öffentliche Abwasserentsorgung 2016, Fachserie 19, Reihe 2.1.1, Wiesbaden. [StBA (2018a)]

Statistisches Bundesamt (2018): Nichtöffentliche Wasserversorgung und nichtöffentliche Abwasserentsorgung 2016, Fachserie 19, Reihe 2.2, Wiesbaden. [StBA (2018b)]

Statistisches Bundesamt (2018): Neuausrichtung der Energiestatistiken. Zwischenbilanz und erste Ergebnisse, WISTA – Wirtschaft und Statistik 6/2018, Wiesbaden, S. 75-84. [StBA (2018c)]

Statistisches Bundesamt (2019): Eisenbahn-Fernverkehr: 4,4% mehr Fahrgäste im Jahr 2018, Pressemitteilung Nr. 131 vom 4. April 2019, Wiesbaden. [StBA (2019)]

Statistisches Bundesamt (2020): Eisenbahn-Fernverkehr 2019: Erstmals mehr als 150 Millionen Reisende, Pressemitteilung Nr. 124 vom 8. April 2020, Wiesbaden. [StBA (2020)]

Stifterverband für die Deutsche Wissenschaft (2019): ‚a:rən'di: Analysen 2019. Forschung und Entwicklung in der Wirtschaft, Essen. [Stifterverband (2019)]

Thünen-Institut für Internationale Waldwirtschaft und Forstökonomie (2020): Thünen-Einschlagsrückrechnung, BWI3, Amtliche Statistik, Hamburg. [Thünen-Institut (2020)]

Umweltbundesamt (2016): Finanzierung einer nachhaltigen Güterverkehrsinfrastruktur. Anforderungen und Rahmenbedingungen für eine zukunftsorientierte Entwicklung des Güterverkehrs – eine systematische Analyse auf der Grundlage eines Ländervergleichs, Teilvorhaben ohne Luftverkehr, Texte 53/2016, Dessau-Roßlau. [UBA (2016)]

Umweltbundesamt (2018): Methodenkonvention 3.0 zur Ermittlung von Umweltkosten. Kostensätze, Dessau-Roßlau. [UBA (2018)]

Umweltbundesamt (2019): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 – 2018, Climate Change 10/2019, Dessau-Roßlau. [UBA (2019a)]

Umweltbundesamt (2019): Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2019. Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2017, Climate Change 23/2019, Dessau-Roßlau. [UBA (2019b)]

Umweltbundesamt (2020): Nationales Luftschadstoffinventar. Submission 2020, Dessau-Roßlau. [UBA (2020a)]

Umweltbundesamt (2020): Treibhausgasminderungswirkung des Klimaschutzprogramms 2030. Kurzbericht, Climate Change 12/2020, Dessau-Roßlau. [UBA (2020b)]

Umweltbundesamt (2020): Die Umweltwirtschaft in Deutschland. Entwicklung, Struktur und internationale Wettbewerbsfähigkeit, Aktualisierte Ausgabe 2019, Dessau-Roßlau. [UBA (2020c)]

Umweltbundesamt (2020): Reaktive Stickstoffflüsse in Deutschland 2010 – 2014 (DESTINO Bericht 2), Texte 64/2020, Dessau-Roßlau. [UBA (2020d)]

Umweltbundesamt, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (2019): Die Umweltschutzwirtschaft in Deutschland. Produktion, Umsatz und Außenhandel, Aktualisierte Ausgabe 2019, Umwelt, Innovation, Beschäftigung 05/2019, Dessau-Roßlau. [UBA, BMU (2019)]

Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr
AA	Auswärtiges Amt
ADEME	Agence de la transition écologique (frz. Behörde)
AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen
AGEE-Stat	Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik
AiF	Arbeitsgemeinschaft industrieller Forschungsvereinigungen
APKS	Aktionsprogramm Klimaschutz
APEE	Anreizprogramm Energieeffizienz
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
AVF	Automatisiertes und vernetztes Fahren
AVV	Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BBPlG	Bundesbedarfsplangesetz
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BEG	Bundesförderung für effiziente Gebäude
BEHG	Brennstoffemissionshandelsgesetz
BET	Büro für Energiewirtschaft und technische Planung
BETD	Berlin Energy Transition Dialogue
BGE	Bundesgesellschaft für Endlagerung
BIM	Building Information Modeling
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BKartA	Bundeskartellamt
BLE	Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung
BLAG KliNa	Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft Klimaschutz und Nachhaltigkeit
BMBF	Bundesministerium für Bildung und Forschung
BMEL	Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit
BMVI	Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BMZ	Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
BNK	Bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
BVWP	Bundesverkehrswegeplan
CDM	Clean Development Mechanism
CEER	Council of European Energy Regulators
CNG	Compressed Natural Gas (komprimiertes Erdgas)
CH_4	Methan
CO_2	Kohlenstoffdioxid
CO_2-Äq.	Kohlendioxid-Äquivalente
COP25	25. Konferenz der Vertragsstaaten der Klimarahmenkonvention („Pariser Klimakonferenz“)
ct	Cent
DEHSt	Deutsche Emissionshandelsstelle
dena	Deutsche Energieagentur

DIW	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
DPMA	Deutsches Patent- und Markenamt
EDL-G	Gesetz über Energiedienstleistungen und andere Energieeffizienzmaßnahmen
EE	Erneuerbare Energien
EEA	European Environment Agency (Europäische Umweltagentur)
EED	Energy Efficiency Directive (Energieeffizienzrichtlinie)
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEV	Erneuerbare-Energien-Verordnung
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EffSTRA	Energieeffizienzstrategie
EFRE	Europäischer Fonds für Regionale Entwicklung
EIB	European Investment Bank (Europäische Investitionsbank)
EKF	Energie- und Klimafonds
EnEG	Energieeinspargesetz
EnEV	Energieeinsparverordnung
EnergieStG	Energiesteuergesetz
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
EnSaG	Energiesammelgesetz
EnStatG	Energiestatistikgesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber)
EnVKG	Energieverbrauchskennzeichnungsgesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EPBD	Energy Performance of Buildings Directive (Gebäuderichtlinie)
ESB	Energetischer Sanierungsfahrplan Bundesliegenschaften
ESD	Effort Sharing Decision (EU-Lastenteilungsentscheidung)
ESG	Energieeffizienzstrategie Gebäude
ESR	Effort Sharing Regulation (EU-Klimaschutzverordnung)
ETS	Emissions Trading System (Emissionshandelssystem)
EU	Europäische Union
EUA	EU-Allowance
EWI	Energiewirtschaftliches Institut, Universität Köln
EWR	Europäischer Wirtschaftsraum
EZ	Entwicklungszusammenarbeit
Fh-ISI	Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung
FuI	Forschung und Innovation
F&E	Forschung und Entwicklung
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
GDEW	Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende
GEG	Gebäudeenergiegesetz
GEIG	Gebäude-Elektromobilitätsinfrastruktur-Gesetz
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GVFG	Gemeindeverkehrsfinanzierungsgesetz
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
GWS	Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforschung
ha	Hektar
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung

HkRNDV	Herkunfts- und Regionalnachweis-Durchführungsverordnung
IAEW	Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, RWTH Aachen
ICAO	International Civil Aviation Organization (Internationale Zivilluftfahrt-Organisation)
IEA	International Energy Agency (Internationale Energieagentur)
IFAM	Fraunhofer-Institut für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung
ifeu	Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
IMO	International Maritime Organization (Internationale Seeschifffahrts-Organisation)
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change („Weltklimarat“)
IRENA	International Renewable Energy Agency (Internationale Agentur für erneuerbare Energien)
iSFP	Individueller Sanierungsfahrplan
ITD	Institut für Transportation Design
JI	Joint Implementation
KapResV	Kapazitätsreserveverordnung
KENFO	Fonds zur Finanzierung der kerntechnischen Entsorgung
KFK	Kommission zur Überprüfung der Finanzierung des Kernenergieausstiegs
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
kg	Kilogramm
km	Kilometer
KMU	Kleine und mittlere Unternehmen
KOM	Europäische Kommission
KSB	Klimaschutzbericht
KSP2050	Klimaschutzplan 2050
KStG	Körperschaftsteuergesetz
kt	Kilotonne
KV	Kombinierter Verkehr
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KW	Kraftwerk
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
KWSB	Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (oder WSB)
LEK	Liegenschaftskonzepte
Lkw	Lastkraftwagen
LNG	Liquefied Natural Gas (Flüssigerdgas)
LTRS	Long-Term Renovation Strategy (Langfristige Renovierungsstrategie)
LULUCF	Land Use, Land-Use Change and Forestry
MAP	Marktanreizprogramm
MaStR	Marktstammdatenregister
MaStRV	Marktstammdatenregisterverordnung
MgvG	Maßnahmengesetzvorbereitungsgesetz
Mio.	Millionen
MKS	Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie
MMS	Mit-Maßnahmen-Szenario
Mrd.	Milliarden
MSB	Messstellenbetreiber
MsbG	Messstellenbetriebsgesetz
MSR	Marktstabilitätsreserve
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde

MWMS	Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario
N	Stickstoff
NABEG-Novelle	Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus
NAPE	Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz
NDCs	Nationally Determined Contributions
NECP	National Energy and Climate Plan (Nationaler Energie- und Klimaplan)
NEP	Netzentwicklungsplan
NEMoG	Netzentgeltmodernisierungsgesetz
NIP	Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff und Brennstoffzellentechnologie
NKI	Nationale Klimaschutzinitiative
NO_2	Stickstoffdioxid
NPE	Nationale Plattform Elektromobilität
NPM	Nationale Plattform „Zukunft der Mobilität“
NREAP	National Renewable Energy Action Plan
NRVP	Nationaler Radverkehrsplan
ÖPV	Öffentlicher Personenverkehr
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
P2X	Power-to-X
PJ	Petajoule
Pkm	Personenkilometer
Pkw	Personenkraftwagen
PV	Photovoltaik
REN21	Renewable Energy Policy Network for the 21st Century
RL	Richtlinie
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SINTEG	Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende
SMGW	Smart-Meter-Gateway
SNF	Schwere Nutzfahrzeuge
SNG	Synthetisches Erdgas
StBA	Statistisches Bundesamt
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
StVO	Straßenverkehrsordnung
t	Tonnen
TAP	Trans Adriatic Pipeline
tkm	Tonnenkilometer
TCP	Technology Collaboration Programme der IEA
THG	Treibhausgas
TWh	Terawattstunde
UBA	Umweltbundesamt
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UNEP	UN Environment Programme (Umweltprogramm der Vereinten Nationen)
UNFCCC	UN Framework Convention on Climate Change (VN-Klimarahmenkonvention)
VwV	Verwaltungsvorschrift
WEMoG	Wohnungseigentumsmodernisierungsgesetz
WindSeeG	Windenergie-auf-See-Gesetz
WLTP	World Harmonized Light Vehicle Test Procedure (Weltweites Prüfverfahren)
WSB	Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“
ZIM	Zentrales Innovationsprogramm Mittelstand
ZSW	Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

Stellungnahme zum achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für die Berichtsjahre 2018 und 2019

Berlin · Münster · Nürnberg · Stuttgart, Februar 2021

- Prof. Dr. Andreas Löschel (Vorsitzender)
- Prof.in Dr. Veronika Grimm
- Prof.in Dr. Barbara Lenz
- Prof. Dr. Frithjof Staiß

ENERGIE DER ZUKUNFT

Kommission zum Monitoring-Prozess

Prof. Dr. Andreas Löschel (Vorsitzender)
Prof.in Dr. Veronika Grimm
Prof.in Dr. Barbara Lenz
Prof. Dr. Frithjof Staiß

Expertenkommission:

Prof. Dr. Andreas Löschel (Vorsitzender)

Westfälische Wilhelms-Universität Münster
Am Stadtgraben 9, 48143 Münster
E-Mail: loeschel@uni-muenster.de
Telefon: +49 251-83-25004

Prof.in Dr. Veronika Grimm

Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg
Lange Gasse 20, 90403 Nürnberg
E-Mail: veronika.grimm@fau.de
Telefon: +49 911-5302-224
Fax: +49 911-5302-168

Prof.in Dr. Barbara Lenz

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR)
Institut für Verkehrsforschung
Rudower Chaussee 7, 12489 Berlin
E-Mail: barbara.lenz@dlr.de
Telefon: +49 30 67055-206
Fax: +49 30 67055-283

Prof. Dr. Frithjof Staiß

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung
Baden-Württemberg(ZSW)
Meitnerstr. 1, 70563 Stuttgart
E-Mail: frithjof.staiss@zsw-bw.de
Telefon: +49 711-7870-210
Fax: +49 711-7870-100

Dieses Gutachten beruht auch auf der sachkundigen und engagierten Arbeit unserer wissenschaftlichen Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter:

Westfälische Wilhelms-Universität Münster
Dr. Oliver Kaltenegger, Marvin Gleue, Madeline Werthschulte, Gerald Zunker

Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg
Dr. Christian Sölch, Sandra Kretschmer, Philipp Runge

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR)
Stefan Seum, Moritz Bergfeld

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg(ZSW)
Maike Schmidt, Henning Jachmann, Tobias Kelm, Jochen Metzger, Thomas Nieder

Vorwort

Die vorliegende Stellungnahme der Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ kommentiert den achten Monitoring-Bericht zur Energiewende der Bundesregierung für die Berichtsjahre 2018 und 2019. Die Stellungnahme bezieht sich auf den Entwurf des achten Monitoring-Berichts, welcher der Expertenkommission im Dezember 2020 vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) in einer vorläufigen Fassung zur Verfügung gestellt wurde. Soweit zeitlich möglich, wurden auch Änderungen des achten Monitoring-Berichts im Kontext der Ressortabstimmung berücksichtigt. Die vorliegende Stellungnahme basiert auf dem am 18. Dezember 2020 für die Expertenkommission verfügbaren Informations- und Datenstand.

Der Monitoring-Prozess dient der Überprüfung des Fortschritts bei der Erreichung der Ziele „für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung“ des Energiekonzepts der Bundesregierung vom September 2010 und des Umsetzungsstandes der entsprechenden Maßnahmen, um bei Bedarf nachsteuern zu können. Dazu bestellte die Bundesregierung im Oktober 2011 eine unabhängige Expertenkommission mit vier Mitgliedern, welche die von den Ministerien zu erstellenden jährlichen Monitoring-Berichte bzw. dreijährlichen Fortschrittsberichte begutachten und kommentieren soll. Die Monitoring-Berichte liefern im Schwerpunkt einen faktenbasierten Überblick zur Energiewende, während die Fortschrittsberichte eine umfangreichere Analysekomponente enthalten und ggf. Maßnahmen vorschlagen, um Hemmnisse bei der Zielerreichung zu überwinden.

Der von der Bundesregierung am 03. Februar 2021 veröffentlichte achte Monitoring-Bericht umfasst die Berichtsjahre 2018 und 2019. Der Monitoring-Bericht für das Berichtsjahr 2018 ist damit im Prinzip entfallen, ein Umstand, der sich aus den verschiedenen Verzögerungen in den Vorjahren erklärt. Die Expertenkommission hat deshalb im Sommer 2020 eine Stellungnahme zu den zentralen Handlungsfeldern der deutschen Energiewende im europäischen Kontext unter dem Titel „Klimaschutz vorantreiben, Wohlstand stärken“ vorgelegt. Damit wird auch bereits umfassend die Diskussion im aktuell vorgelegten Monitoring-Bericht zur Energiewende im europäischen und internationalen Kontext adressiert. Diese gesonderte Stellungnahme vom Sommer 2020 wird der vorliegenden Stellungnahme als Anhang beigefügt.

Das abgelaufene Jahr 2020 war geprägt durch die Corona-Pandemie, deren Auswirkungen auch das Energiesystem betreffen. Zwar bezieht sich die Expertenkommission in dieser Stellungnahme ebenso wie die Bundesregierung in ihrem achten Monitoring-Bericht prinzipiell auf die Berichtsjahre 2018 und 2019, so dass die besonderen Auswirkungen der Corona-Pandemie noch nicht in den Daten enthalten sind. Aufgrund der besonderen Auswirkungen der Pandemie auf die Erreichbarkeit der Energiewendeziele, die vom Energiekonzept 2010 in der Regel auch für das Zieljahr 2020 formuliert wurden, berücksichtigt die Expertenkommission jedoch bei ihren Einschätzungen zur Zielerreichung – wo sinnvoll – ebenfalls aktuellste Entwicklungen, sei es durch überschlägige quantitative Abschätzungen oder qualitative Erwägungen.

Infolge der Corona-Pandemie fanden im Jahr 2020 weniger Treffen und Interaktionen der Expertenkommission mit Vertretern des Bundeswirtschaftsministeriums (BMWi) statt. Auch gab es nicht den im Rahmen des Monitoring-Prozesses sonst üblichen Austausch mit anderen Bundesministerien. Im Rahmen der Treffen, die mit dem BMWi realisiert werden konnten, wurden nicht nur die energiewirtschaftlichen Entwicklungen des Monitoring-Berichts in den Jahren 2018 und 2019 besprochen, sondern auch die klima- und energiebezogenen Zielsetzungen mit Blick auf das Jahr 2030 diskutiert. Die dabei aufgeworfenen Fragen und angeregten Themen werden in der vorliegenden Stellungnahme aufgegriffen.

Einen besonderen Schwerpunkt in der vorliegenden Stellungnahme bildet daher die Perspektive bis zum Jahr 2030. Die Energie- und Klimaziele für das Jahr 2030 nach dem Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) und dem Integrierten Nationalen Energie- und Klimaplan (NECP) sind im Licht eines ambitionierteren Klimaschutzziels auf europäischer Ebene neu zu definieren bzw. zu bewerten (vgl. Kapitel 2; die Kapitelnummerierung bezieht sich auf die Langfassung der Stellungnahme, vgl. auch Lesehilfe unten). Mit Blick auf die im Jahr 2020 veröffentlichte Nationale Wasserstoffstrategie wird auch das Thema „globale Schlüsseltechnologien für Wasserstoff und synthetische Energieträger“ diskutiert. Regenerativer Wasserstoff und synthetische Energieträger werden eine zentrale Bedeutung für das Erreichen der Klimaneutralität bis zum Jahr 2050 haben (vgl. Kapitel 11). Da die Energiewende im Verkehrssektor seit Jahren stagniert, wird dieser Sektor in diesem Jahr mit besonderer Tiefe analysiert. Dabei werden sowohl die Angebots- als auch die Nachfrageseite beleuchtet und Handlungsempfehlungen ausgesprochen (vgl. Kapitel 9). Wie der achte Monitoring-Bericht betont auch die Expertenkommission die hohe Bedeutung der Digitalisierung für das Energiesystem der Zukunft. In diesem Zusammenhang ist gerade die relativ neue Technologie der „Blockchain“ passfähig, die weitreichende Chancen im Rahmen einer zunehmend digitalisierten Wirtschaft bietet, insbesondere für die Erschließung von Effizienzpotentialen und zur Steigerung der Transparenz (vgl. Kapitel 12). Im Hinblick auf den Klimaschutzplan der Bundesregierung und das Langfristziel der Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2050 ist es wichtig, aktuelle und zukünftige energie- und klimapolitische Instrumente und Maßnahmen bereits vor ihrer Implementierung hinreichend zu evaluieren. Die Expertenkommission möchte der Bundesregierung mit ihrem Kriterienraster ein geeignetes Instrument an die Hand geben (vgl. Kapitel 13).

Die vorliegende Stellungnahme hätte die Expertenkommission nicht ohne den herausragenden Einsatz ihrer wissenschaftlichen Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter erstellen können. Ein ganz herzlicher Dank geht deshalb an Dr. Oliver Kaltenegger, Marvin Gleue, Madeline Werthschulte und Gerald Zunker von der Westfälischen Wilhelms-Universität Münster (WWU), Dr. Christian Sölch, Sandra Kretschmer und Philipp Runge von der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU), Stefan Seum und Moritz Bergfeld vom Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Berlin sowie Maike Schmidt, Henning Jachmann, Tobias Kelm, Jochen Metzger und Thomas Nieder vom Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), Stuttgart.

Fehler und Mängel dieser Stellungnahme gehen allein zu Lasten der Unterzeichner.

Berlin, Münster, Nürnberg, Stuttgart, 03. Februar 2021

Veronika Grimm Barbara Lenz

Andreas Löschel Frithjof Staiß

Inhalt

Vorwort i

Inhalt iii

Lesehilfe zur Stellungnahme zum achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung vii

Zusammenfassung der Stellungnahme 1

Stand der Energiewende 1

Perspektive bis zum Jahr 2030 15

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien 19

Netzinfrastruktur 22

Versorgungssicherheit 24

Energieeffizienz 26

Verkehr 28

Energiepreise und Energiekosten 31

Globale Schlüsseltechnologien für Wasserstoff und synthetische Energieträger 34

Blockchain als Element der Digitalisierung der Energiewende 36

Kriterienraster auf dem Weg zur Klimaneutralität 38

Literaturverzeichnis 41

Verzeichnisse: Abbildungen und Tabellen 45

Stellungnahme 1

1 Stand der Energiewende 1

2 Perspektive bis zum Jahr 2030 19

2.1 Klimaschutzziele für das Jahr 2030 20

2.2 Perspektive für den Sektor Energiewirtschaft 22

2.3 Perspektive für den Sektor Industrie 25

2.4 Perspektive für den Sektor Gebäude 30

2.5 Perspektive für den Sektor Verkehr 37

3 Klimapolitische Instrumente zur Erreichung der 2030-Ziele 43

3.1 Governance der Energieunion 43

3.2 Klimapolitische Instrumente 45

3.2.1 CO_2-basierte Energiepreisreform als Leitinstrument für wirkungsvolle Klimapolitik 46

3.2.2 Reformen auf europäischer Ebene vorantreiben 48

3.2.3 Komplementäre Maßnahmen und Instrumente 50

3.3 Kurzfristige Klimapolitik und Berücksichtigung aktueller Herausforderungen 53

3.3.1 „No-regret“-Maßnahmen rasch umsetzen 53

3.3.2 Grüne Investitions- und Konjunkturprogramme 54

4 Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien – Aktuelle Entwicklungen 57

4.1 Bewertung des Ausbaupfads und des 65 %-Ziels 58

4.2 Weiterbetrieb von Post-EEG-Anlagen 73

4.3 Perspektiven 2030 im Lichte eines ambitionierteren Klimaschutzziels auf europäischer Ebene 75

5 Zukunftsorientierte Weiterentwicklung des Förderregimes für die erneuerbare Stromerzeugung 79

5.1 Innovationsausschreibungen 80

5.2 Regionale EE-Komponente bei der EE-Förderung 82

5.3 Kombinatorische Auktionen als alternatives Ausschreibungsdesign 83

5.4 Weiterentwicklung der Marktprämie für Windenergieanlagen auf See 85

5.5 Power Purchase Agreements (PPA) 89

5.6 Akzeptanz 93

6 Netzinfrastruktur 97

6.1 Engpassmanagement im Übertragungsnetz 98

6.2 Ausbau der Übertragungsnetze 105

6.3 Infrastrukturen koordiniert und langfristig planen 111

7 Versorgungssicherheit 115

7.1 Versorgungssicherheit 116

7.2 Reservemechanismen in Deutschland 122

7.3 Regelenergiemärkte und Bilanzkreistreue 125

8 Energieeffizienz 129

8.1 Primärenergieverbrauch 130

8.2 Stromverbrauch 132

8.3 Endenergieverbrauch 133

8.4 Energieverbrauch in Gebäuden 136

8.5 Endenergieverbrauch im Verkehr 139

9 Verkehr 143

9.1 Energieverbrauch im Verkehr im Jahr 2019 144

9.2 Stand und Ursachen der jüngeren Nachfrageentwicklung 145

9.3 Die weitere Entwicklung im Spiegel von Szenarien 147

9.4 Entwicklungen und Realisierungsbedarfe der kommenden Jahre vor dem Hintergrund der Anforderungen und Vorschläge des NECP 150

9.5 Einschätzung möglicher Treibhausgasminderungen im Verkehr 155

9.6 Schlussfolgerungen in Bezug auf den NECP und Handlungsempfehlungen 158

9.7 Einschätzung der möglichen Verkehrsentwicklung sowie des Zusammenhangs mit kritischen Rahmenbedingungen 162

10 Energiepreise und Energiekosten 169

10.1 Anteil der Letztverbraucherausgaben für Energie am Bruttoinlandsprodukt 170

10.2 Elektrizitätswirtschaftliche Gesamtrechnung 171

10.3 Aggregierte Letztverbraucherausgaben im Straßenverkehr 174

10.4 Energiewirtschaftliche Gesamtrechnung für Wärmedienstleistungen 175

10.5 Weiterentwicklung zur Dekomposition der Energiestückkosten 178

10.6 Fortschreibung der Stromwirtschaftlichen Gesamtrechnung 184

11 Globale Schlüsseltechnologien für Wasserstoff und synthetische Energieträger 191

11.1 Transformation und Ergänzung bestehender Wertschöpfungsketten 193

11.2 Transformation im Verkehrssektor 196

11.3 Instrumente und Zertifizierung 198

11.4 Governance-Rahmen der Wasserstoffwirtschaft 199

12 Blockchain als Element der Digitalisierung der Energiewende 201

12.1 Ausgewählte Energiewende-Projekte in Deutschland 202

12.2 Ökonomische Vorteile des Einsatzes der Blockchain 204

12.3 Anwendungsfälle für die Energie- und Klimaregulierung in der Marktwirtschaft 2.0 205

12.4 Geeignete Rahmenbedingungen für die Blockchain und ihre Anwendungsfälle 207

13 Kriterienraster auf dem Weg zur Klimaneutralität 211

13.1 Bisherige Kriterienraster 212

13.2 Kriterienraster und zu beachtende Aspekte 215

13.3 Anwendung des Kriterienrasters 221

14 Literaturverzeichnis 227

Klimaschutz vorantreiben, Wohlstand stärken – Kommentierung zentraler Handlungsfelder der deutschen Energiewende im europäischen Kontext 265

Inhalt 273

1 Europäische Wertschöpfung stärken und internationale Einbettung sichern 275

2 CO_2-basierte Energiepreisreformen rasch angehen und richtig gestalten 279

3 Zertifizierung auf den Green Deal ausrichten 285

4 Effizient aus der Kohle aussteigen und marktliche Signale stärken 287

5 Erneuerbare Energien beschleunigt ausbauen 291

6 Globale Schlüsseltechnologien für Wasserstoff und synthetische Energieträger entwickeln 295

7 Industrielle Transformation durch klimaneutrale Produktion beschleunigen 299

8 Infrastrukturen koordiniert ausbauen 303

9 Energieeffizienz systemisch denken 307

10 Privates Kapital stärker für Green Finance aktivieren 313

11 Governance der Energieunion kohärent ausgestalten 317

Literaturverzeichnis 321

Lesehilfe zur Stellungnahme zum achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung

Der achte Monitoring-Bericht der Bundesregierung und die Stellungnahme der Expertenkommission weichen im Aufbau und in der Benennung der Kapitel voneinander ab. Zur besseren Übersicht stellt die Tabelle L-1 gegenüber, wo die jeweilige Kommentierung zu den Inhalten des achten Monitoring-Berichts in der Stellungnahme der Expertenkommission (im Schwerpunkt) zu finden ist.

Tabelle L-1: Lesehilfe zur Stellungnahme der Expertenkommission

Inhalte des achten Monitoring-Berichts	Kommentierung in der Stellungnahme (Schwerpunkte)
Zentrale Botschaften des achten Monitoring-Berichts	Zusammenfassung der Stellungnahme
Einleitung	Kapitel 1: Stand der Energiewende
Ziele der Energiewende und Indikatoren für das Monitoring	Kapitel 1: Stand der Energiewende
Energiewende im europäischen und internationalen Kontext	Kapitel 2: Perspektive bis zum Jahr 2030 Kapitel 3: Klimapolitische Instrumente zur Erreichung der 2030-Ziele Vgl. EWK (2020) insgesamt
Erneuerbare Energien	Kapitel 4: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien – Aktuelle Entwicklungen Kapitel 5: Zukunftsorientierte Weiterentwicklung des Förderregimes für die erneuerbare Stromerzeugung Kapitel 8: Energieeffizienz
Energieverbrauch und Energieeffizienz	Kapitel 8: Energieeffizienz
Gebäude und Wärmewende	Kapitel 8: Energieeffizienz
Verkehr	Kapitel 9: Verkehr
Treibhausgasemissionen	Kapitel 2: Perspektive bis zum Jahr 2030
Kraftwerke und Versorgungssicherheit	Kapitel 7: Versorgungssicherheit Kapitel 13: Kriterienraster auf dem Weg zur Klimaneutralität
Bezahlbare Energie und faire Wettbewerbsbedingungen	Kapitel 10: Energiepreise und Energiekosten
Umweltverträglichkeit der Energieversorgung	Kapitel 13: Kriterienraster auf dem Weg zur Klimaneutralität
Netzinfrastruktur	Kapitel 6: Netzinfrastruktur
Sektorkopplung und Digitalisierung der Energiewende	Kapitel 12: Blockchain als Element der Digitalisierung der Energiewende
Energieforschung und Innovationen	Kapitel 11: Globale Schlüsseltechnologien für Wasserstoff und synthetische Energieträger
Investitionen, Wachstum und Beschäftigung	Kapitel 7 in EWK (2020): Industrielle Transformation durch klimaneutrale Produktion beschleunigen Kapitel 10 in EWK (2020): Privates Kapital stärker für Green Finance aktivieren
Maßnahmenübersicht	Zusammenfassung der Stellungnahme
Die Referenz „EWK (2020)“ bezieht sich auf die im Sommer 2020 von der Expertenkommission vorgelegte Stellungnahme zu den zentralen Handlungsfeldern der deutschen Energiewende im europäischen Kontext unter dem Titel „Klimaschutz vorantreiben, Wohlstand stärken“. Sie ist der aktuellen Stellungnahme als Anhang beigefügt. **EWK = Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ („Energiewendekommission“)**	

Quelle: Eigene Darstellung

Zusammenfassung der Stellungnahme

Stellungnahme zum achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung

Stand der Energiewende

1. Das Energiekonzept vom September 2010, die Beschlüsse zum Kernenergieausstieg vom August 2011, das Klimaschutzgesetz vom Dezember 2019 und die Beschlüsse zum Kohleausstieg vom Januar 2020 bilden die Langfriststrategie der Energiepolitik der Bundesregierung. Im Sommer 2020 sind zudem das Zukunftspaket und die Wasserstoffstrategie beschlossen worden. Die Bundesregierung bekennt sich darin zur Treibhausgasneutralität. Das Bekenntnis spiegelt sich auch im achten Monitoring-Bericht wider: „Die Bundesregierung verfolgt das Ziel, die deutsche Wirtschaft weltweit zur energieeffizientesten Volkswirtschaft zu formen […], um bis zum Jahr 2050 die Treibhausgasneutralität zu erreichen“ (vgl. Kapitel 5.4 in BMWi, 2021).

2. Zur Dokumentation des Fortschritts bei der Umsetzung des Energiekonzepts veröffentlicht die Bundesregierung jährlich einen faktenbasierten Monitoring-Bericht und zudem alle drei Jahre einen Fortschrittsbericht mit einer vertieften Analyse der Entwicklungen und Maßnahmen sowie einem Ausblick. In diesem Jahr veröffentlicht die Bundesregierung ihren mittlerweile achten Monitoring-Bericht. Seit 2011 steht der Bundesregierung in diesem Prozess eine unabhängige Kommission aus vier Expertinnen und Experten beratend zur Seite. Die Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ legt ihrerseits jährliche Stellungnahmen zum Fortschritt der Energiewende vor, die den Berichten der Bundesregierung beigefügt und dem Kabinett sowie dem Bundestag zugeleitet werden. Die vorliegende Stellungnahme der Expertenkommission bezieht sich auf den Entwurf des achten Monitoring-Berichts, der der Expertenkommission am 09. Dezember 2020 vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) zur Verfügung gestellt wurde.

3. Der von der Bundesregierung vorgelegte achte Monitoring-Bericht bezieht sich auf die Berichtsjahre 2018 und 2019 und wurde am 03. Februar 2021 veröffentlicht. Der Monitoring-Bericht für das Berichtsjahr 2018 ist damit entfallen, ein Umstand, der sich aus den verschiedenen Verzögerungen in den Vorjahren erklärt. Die Expertenkommission hat deshalb im Sommer 2020 eine Stellungnahme zu den zentralen Handlungsfeldern der deutschen Energiewende im europäischen Kontext unter dem Titel „Klimaschutz vorantreiben, Wohlstand stärken“ vorgelegt (EWK, 2020). Darin wird auch bereits umfassend die Diskussion im Monitoring-Bericht zur Energiewende im europäischen und internationalen Kontext (vgl. Kapitel 3 in EWK, 2020) adressiert. Diese gesonderte Stellungnahme vom Sommer 2020 wird der vorliegenden Stellungnahme im Anhang beigefügt. Die Expertenkommission nimmt darin direkt Bezug zu einer der zentralen Botschaften des Monitoring-Berichts: „Die Energiewende ist kein nationaler Alleingang. Sie ist vielmehr eingebettet in die europäische Energiepolitik und findet weltweit statt. Eine erfolgreiche Energiewende muss daher auch global und ganzheitlich gedacht werden“ (vgl. „Zentrale Botschaften des 8. Monitoring-Berichts“ in BMWi, 2021).

4. Die Expertenkommission stellt ihre Einschätzung des Standes der Energiewende anhand einer Energiewende-Ampel dar. Wie die Bundesregierung in ihrem achten Monitoring-Bericht bezieht sich auch die Expertenkommission in dieser Stellungnahme prinzipiell auf die Berichtsjahre 2018 und 2019. Damit sind sowohl im achten Monitoring-Bericht als auch in der hier vorliegenden Stellungnahme die besonderen Auswirkungen der Corona-Pandemie noch nicht in den Daten enthalten. Dennoch berücksichtigt die Expertenkommission bei ihren Einschätzungen zur Zielerreichung – wo sinnvoll – auch aktuellste Entwicklungen, sei es durch überschlägige quantitative Abschätzungen oder qualitative Erwägungen. Werden allein die Berichtsjahre 2018 und 2019 betrachtet, so kann nicht von einem tatsächlichen Erreichen des Klimaschutzziels 2020 ausgegangen werden. Die unvorhersehbaren, abrupten Veränderungen auf den Energiemärkten durch die Corona-Pandemie zusammen

mit dem Anstieg der CO_2-Preise seit Ende 2018 werden zahlenmäßig zwar wahrscheinlich zum Erreichen des Klimaziels 2020 führen, ohne dass damit aber die Energiewendeziele in allen Sektoren erfüllt werden (vgl. Energiewende-Ampel Tabelle Z-2 und Tabelle Z-3).

Entwicklungen im Jahr 2020

5. Ein quantitatives Beispiel für die Entwicklungen im Jahr 2020 soll hinsichtlich der Leitindikatoren „Reduktion des Primärenergieverbrauchs“ und „Reduktion der Treibhausgasemissionen“ (insbesondere unter Berücksichtigung des Stromsektors) gegeben werden (vgl. Tabelle Z-1). Der konjunkturelle Einbruch infolge der Lockdowns reduzierte den Primärenergieverbrauch und die Treibhausgasemissionen stark, so dass – im Vergleich zu den Vorjahren – die Erreichbarkeit der 2020-Energiewendeziele der Bundesregierung deutlich näher rückte:

- Sowohl für den Primärenergieverbrauch als auch für die Bruttostromerzeugung stehen die Werte für 2020 zumindest vorläufig fest. Mit 11.691 PJ lag der Primärenergieverbrauch im Jahr 2020 um 8,7 % niedriger als im Vorjahr. Der entsprechende Wert bei der Bruttostromerzeugung lag mit 564 TWh um 6,5 % unter dem Vorjahr. Zudem wurden 2020 lediglich 21 TWh Strom (im Saldo) ins Ausland exportiert, 2019 lag der Exportüberschuss noch bei 35 TWh.
- Die CO_2-Emissionen der Stromwirtschaft (d. h. die CO_2-Emissionen aller Stromerzeugungsanlagen einschließlich der Anlagen in der Industrie) sind 2020 nach vorläufigen Berechnungen deutlich um 16 % auf 188 Mio. t CO_2 gesunken. Der Rückgang bei den Stromexporten 2019-2020 bedeutet gleichzeitig, dass weniger bei der Stromerzeugung entstehende Emissionen indirekt über die Stromflüsse in das Ausland „exportiert“ wurden.
- Auch für die Treibhausgasemissionen in Deutschland gibt es erste vorläufige Schätzungen: Mit einem Rückgang von 82 Mio. t CO_2-Äq. erreichte der Ausstoß klimawirksamer Gase im Jahr 2020 etwa 722 Mio. t CO_2-Äq. Dies entspricht einem Rückgang um 10 % gegenüber dem Vorjahr (vgl. drittletzte Zeile, Tabelle Z-1). Das 2020-Ziel bei den Treibhausgasemissionen (Zielwert von 751 Mt CO_2-Äq. bzw. eine Reduktion um mindestens 40 % im Jahr 2020 gegenüber 1990) wird erreicht.

Tabelle Z-1: Abschätzung energiewirtschaftlicher Größen für das Jahr 2020

Merkmal	2018	2019	2020	Ziel 2020
Primärenergieverbrauch [PJ]	13.129	12.779	11.691	11.504
darunter Braunkohle	1.481	1.161	950	
Steinkohle	1.428	1.095	894	
Erdgas	3.099	3.200	3.091	
Mineralölprodukte [inkl. Internationalem Flugverkehr]	4.452	4.511	3.966	
Sonstige	2.670	2.812	2.790	
Bruttostromerzeugung [TWh]	636	604	564	Kein Ziel
darunter Braunkohle	146	114	90	
Steinkohle	83	57	45	
Erdgas	83	91	90	
Mineralölprodukte	5	5	6	
Sonstige	320	336	333	
Stromexport [TWh]	51	35	21	
Treibhausgasemissionen insgesamt [Mt CO_2-Äq.] [ohne internationalen Flugverkehr]	858	804	722	751
Rückgang gegenüber 1990 [%]	31	36	43	40
darunter aus Stromerzeugung	269	225	188	Kein Ziel

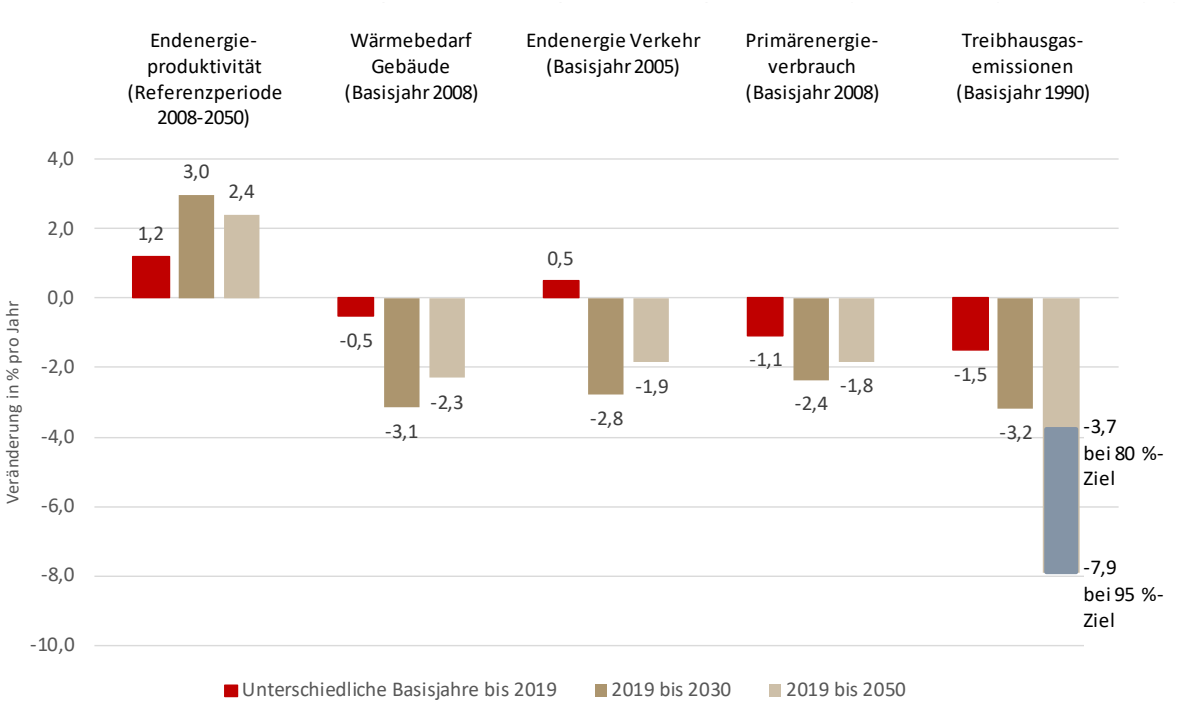
Quellen: Eigene Darstellung auf Basis von AG Energiebilanzen (2020), Agora Energiewende (2021), BDEW (2020), BMU (2020)

Aktuelle und perspektivisch notwendige Veränderungen

6. Die Abbildung Z-1 zeigt aktuelle und perspektivisch notwendige Veränderungen bzw. erforderliche Anstrengungen bei ausgewählten Energiewendezielen. Die Abbildung basiert auf ausgewählten Zielsetzungen aus dem Zieltableau des achten Monitoring-Berichts der Bundesregierung (vgl. Kapitel 2 in BMWi, 2021). Die dargestellten Veränderungen beziehen sich auf den aktuellen Stand des Energiekonzepts bezüglich der Ziele 2030 und 2050. Wo eigenständige Zielsetzungen für das Jahr 2030 fehlen, wurde eine lineare Interpolation der bestehenden Zielsetzungen zwischen den Jahren 2020 und 2050 verwendet (für die Berechnungen im Einzelnen vgl. Langfassung der Stellungnahme).

7. Allerdings sind die Zielsetzungen (bzw. auch die Zwischenziele auf Basis der linearen Interpolation) miteinander nicht vollständig kompatibel. So berücksichtigen die Zielsetzungen z. B. nicht vollständig die aktuellen und zu erwartenden Beschlüsse, etwa im Kontext des von der EU-Kommission vorgeschlagenen verschärften Klimaschutzziels für das Jahr 2030 auf Basis des europäischen Green Deal (Reduktion der CO_2-Emissionen in der EU bis 2030 um mindestens 55 % statt lediglich um 40 % ggü. 1990). Dies wird Auswirkungen sowohl für die Sektoren innerhalb als auch außerhalb des Europäischen Emissionshandels (EU ETS) haben (vgl. Kapitel 2). Das Zieltableau für das Jahr 2030 sollte entsprechend rasch vollständig und konsistent entwickelt werden. Die Expertenkommission nimmt hierzu in den einzelnen Kapiteln Abschätzungen vor und unterbreitet Vorschläge.

Abbildung Z-1: Aktuelle und perspektivisch notwendige Veränderungen bei ausgewählten Energiewendezielen auf Basis des achten Monitoring-Berichts



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Daten der Energiewende-Ampel und eigener Abschätzungen. Die Darstellung bezieht sich auf das Berichtsjahr 2019, ohne Berücksichtigung ggf. vorläufiger Daten für 2020.

Die Energiewende-Ampel

8. Die Expertenkommission stellt ihre Einschätzung des Standes der Energiewende anhand einer Energiewende-Ampel dar. Diese liefert eine belastbare Darstellung mit Hilfe von sieben Leitindikatoren und diversen ergänzenden Indikatoren. Die Farben dieser Ampel geben an, ob die Zielerreichung zum Jahr 2020 (bzw. zum Jahr 2022 für den Ausstieg aus der Kernenergie) wahrscheinlich (grün) oder unwahrscheinlich (rot) ist. In gelber Farbe werden Indikatoren für Ziele gekennzeichnet, deren Erreichbarkeit aus heutiger Sicht nicht sichergestellt ist. Bei der Zuordnung zu den drei Kategorien verwendet die Expertenkommission das statistische Konzept von Prognoseintervallen. Liegt der politisch gesetzte Zielwert für das Jahr 2020 innerhalb des jeweiligen Prognoseintervalls, so ist eine Zielerreichung bei Trendfortschreibung zumindest aus statistischer Sicht wahrscheinlich. Bei einer zu erwartenden Zielübererfüllung bzw. Zielverfehlung liegen die Werte entsprechend außerhalb des Intervalls. Kürzlich implementierte bzw. wirksame Maßnahmen, die sich noch nicht in den Vergangenheitsdaten widerspiegeln, werden durch Experteneinschätzungen berücksichtigt, sofern noch keine belastbaren quantitativen Wirkungsanalysen verfügbar sind. Damit kombiniert die Energiewende-Ampel die Stärken einer objektiven, statistisch-faktenbasierten Methode mit der Expertise der Expertenkommission. Darüber hinaus werden weitere wichtige Dimensionen für das Gelingen der Energiewende betrachtet.

9. Die Energiewende-Ampel fokussiert sich auf die Ziele für die Energiewende im Jahr 2020 und zieht damit eine Zwischenbilanz auf Basis des Energiekonzepts aus dem Jahr 2010. Wie oben erwähnt, lässt die Expertenkommission die Entwicklungen aufgrund der Corona-Pandemie im für die Energiewende-Ziele bedeutsamen

Zieljahr 2020 bei ihrer Beurteilung mit einfließen. Anders als in den Vorjahren berücksichtigt die Expertenkommission in ihrer Energiewende-Ampel dieses Mal nicht die Ziele für 2030. Dies liegt zum einen daran, dass die mittel- bis langfristigen Auswirkungen der Corona-Pandemie noch nicht absehbar sind. Viel bedeutsamer ist jedoch, dass die Bundesregierung für viele Indikatoren, wie oben diskutiert, noch keine 2030-Ziele festgelegt hat bzw. ggf. ein Anpassungsbedarf zehn Jahre nach dem Energiekonzept 2010 besteht. Die Expertenkommission widmet sich dazu in einem eigenen Kapitel (vgl. Kapitel 2) insbesondere den Auswirkungen eines zu erwartenden ambitionierteren Klimaschutzziels für die EU.

10. Die Gesamtschau – vgl. Tabelle Z-2 für die kompakte Darstellung und Tabelle Z-3 für eine Detailbetrachtung je Indikator – lässt erkennen, dass die Ampel lediglich im Bereich Energieeffizienz auf „rot“ steht, wobei dies sowohl hinsichtlich des Leitindikators der Reduktion des Primärenergieverbrauchs als auch für die ergänzenden Indikatoren Endenergieproduktivität und Reduktion des Endenergieverbrauchs im Verkehr gilt. Diese Einschätzung beruht auf der erwarteten Langfristentwicklung jenseits der Corona-Pandemie. Eindeutig grüne Bereiche zeigen sich in Bezug auf den Ausstieg aus der Kernenergie (gemessen an der Abschaltung von Kernkraftwerken gemäß Ausstiegspfad) und den Ausbau der erneuerbaren Energien, bei der sich die Bewertung hauptsächlich durch die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergie- sowie am Bruttostromverbrauch ergibt. Über den Zeitraum der Energiewendeampel hinaus stellt es dennoch eine Herausforderung dar, den Ausbau weiter in derselben Geschwindigkeit voranzutreiben bzw. den Ausbau sogar noch deutlich zu beschleunigen. So könnten die Ausbauziele zu niedrig gesteckt sein, wenn man z. B. auf den zukünftigen Strombedarf durch die Elektrifizierung der Sektoren Verkehr und Wärme und den Bedarf für die Wasserstoffproduktion blickt. Innerhalb des Bereichs erneuerbarer Energien negativ bewertet wird die Zielerreichung bezüglich der Erhöhung des Anteils im Verkehr. Als unsicher gilt die Zielerreichung für den Anteil am Wärmeverbrauch.

11. Wie in der vorangegangenen Stellungnahme sieht die Expertenkommission Unsicherheiten im Hinblick auf die Zielerreichung in den Dimensionen Preiswürdigkeit, Versorgungssicherheit und Akzeptanz. Diese Unsicherheiten werden in der Zukunft mit dem Bekenntnis zur Klimaneutralität stark zunehmen. Eine raschere Defossilisierung dürfte nicht nur mit höheren Belastungen einhergehen, sondern auch zu neuen Herausforderungen für die Versorgungssicherheit und die Akzeptanz der Energiewende führen. Bei einem Blick zurück im Rahmen des Monitorings zeigt sich ein differenziertes Bild für einzelne Indikatoren. So liegen bzgl. der Preiswürdigkeit die drei Indikatoren für die Letztverbraucherausgaben (Strom, Wärmedienstleistungen und Straßenverkehr) nach Auffassung der Expertenkommission augenblicklich im grünen Bereich. Auch wenn Deutschland die höchsten Strompreise in Europa hat, ergibt sich für den Anteil der Letztverbraucherausgaben für Strom an der Wirtschaftsleistung (BIP) ein weiterhin relativ niedriger Wert. Dabei ist eine große Heterogenität etwa zwischen einzelnen Sektoren zu beachten: die Belastungen hinsichtlich der Entwicklung der Stromstückkosten in der Industrie und der Energiekostenbelastung der Haushalte sind durchaus beachtlich und es wird entsprechend die gelbe Ampelfarbe vergeben. Bei der Versorgungssicherheit bleiben die erheblichen Defizite beim Ausbau der Stromnetze bestehen. Sollte die Bundesregierung den Netzausbau nicht entschlossen angehen bzw. die regionale Flexibilität nicht erhöhen, sind perspektivisch die Versorgungssicherheit sowie die Ziele beim Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen gefährdet. Es gilt daher, genau im Blick zu behalten, an welchen Stellen kostenintensive Engpassmanagement-Maßnahmen zielführend sind und wo der Fokus darauf gelegt werden muss, die Netzinfrastruktur rasch zu stärken oder weiter auszubauen. Die Ausfälle in der Strom- und Gasversorgung bewegen sich wie in den Vorjahren auf geringem Niveau. Nicht eindeutig ist das Bild bei der Akzeptanz. Auf der eher allgemeinen Ebene der Energiewendeziele gibt es nach wie vor hohe Zustimmungswerte. Die Umsetzung der Energiewende wird hingegen zunehmend kritisch gesehen. Dies gilt auch im Fall einer tatsächlichen oder subjektiv wahrgenommenen negativen persönlichen Betroffenheit. Um die Akzeptanz bei der Bevölkerung nicht zu verlieren, muss die Bundesregierung an dieser Stelle gegensteuern.

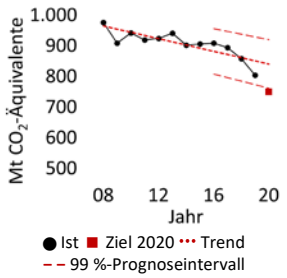
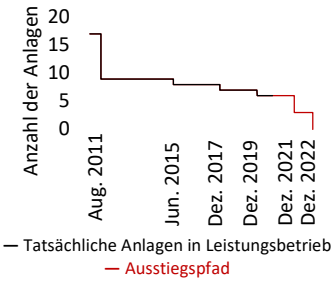
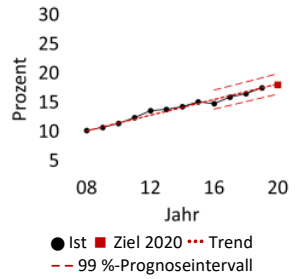
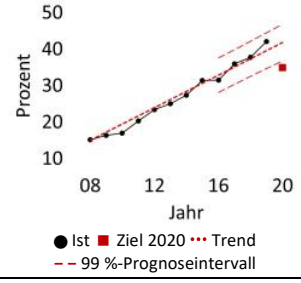
12. Beim Abgleich der Einschätzungen der Expertenkommission mit den Einschätzungen der Bundesregierung in ihrem Monitoring-Bericht kann festgestellt werden, dass diese sich im Vergleich zu früheren Berichtsjahren eher angeglichen haben. Dies ist im Wesentlichen auf die unerwartet starke Reduktion der Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) aufgrund der pandemiebedingten Einschränkungen zurückzuführen. In den vergangenen Jahren hatte die Bundesregierung die Reduktion der THG-Emissionen (Ziel: Reduktion um 40 % gegenüber 1990 bis 2020) mit drei von fünf möglichen Punkten in ihrem System (vgl. Kapitel 2.2 in BMWi, 2021) sehr viel positiver eingeschätzt als die Expertenkommission, die bislang die rote Ampelfarbe vergab. In diesem Jahr vergibt die Expertenkommission die Ampelfarbe „gelb“, die Bundesregierung bleibt bei der Vergabe von drei Punkten. Eine größere Abweichung ergibt sich jedoch weiterhin bei der Endenergieproduktivität (Ziel: Steigerung um 2,1 % pro Jahr 2008-2050). Hier vergibt die Expertenkommission weiterhin, wie auch im Vorjahr, die Ampelfarbe rot, während die Bundesregierung drei Punkte (im Vorjahr 2 Punkte) vergibt. Eine relativ gute Übereinstimmung zwischen der Einschätzung der Bundesregierung und der der Expertenkommission gibt es bei den restlichen quantitativen Zielen der Energiewende. Sowohl bei der Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch (Ziel: 18 % bis 2020) als auch bei der Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch (Ziel: mindestens 35 % bis 2020) vergibt die Bundesregierung fünf Punkte und auch die Expertenkommission sieht die Zielerreichung in diesen Bereichen als wahrscheinlich an („grün“). Eine unwahrscheinliche Zielerreichung („rot“) sieht die Expertenkommission im Bereich des Anteils erneuerbarer Energien im Verkehr (Ziel: 10 % im Jahr 2020). Auch die Bundesregierung vergibt hier lediglich einen Punkt. Demgegenüber scheint die Erreichung des Ziels bei der Reduktion des Primärenergieverbrauchs (Ziel: Reduktion um 20 % gegenüber 2008 bis 2020) möglich, dies aber allein auf Grund der Coronabedingten Sonderentwicklung des Jahres 2020. Die Expertenkommission vergibt deshalb die rote Ampelfarbe, die Bundesregierung auf Basis der Werte für das Jahr 2019 lediglich zwei Punkte. Dazwischen liegt die Einschätzung für die Reduktion des Wärmebedarfs im Gebäudesektor (Ziel: Reduktion des Wärmebedarfs um 20 % gegenüber dem Jahr 2008 bis zum Jahr 2020). Für dieses Ziel vergibt die Bundesregierung drei Punkte und die Expertenkommission die Ampelfarbe „gelb“. Bei dem Ziel der Reduktion des Endenergieverbrauchs im Verkehr vergibt die Bundesregierung keine Einschätzung, die Expertenkommission vergibt die Ampelfarbe „rot“.

Tabelle Z-2: Zusammenfassende Gesamteinschätzung der Expertenkommission zum Stand der Energiewende zur Zielerreichung 2020

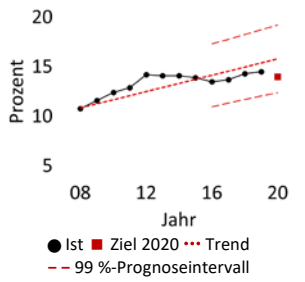
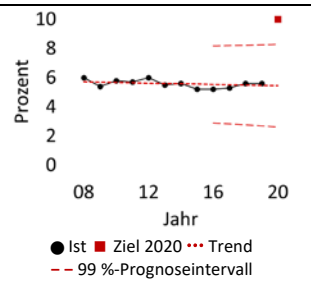
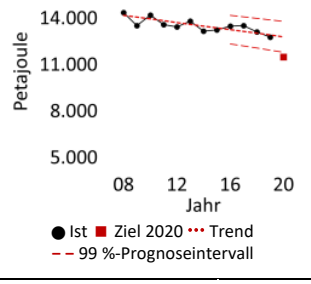
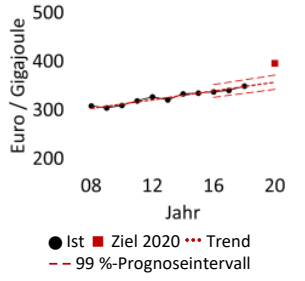
Dimension	Indikator	
Klimaschutz	Reduktion der Treibhausgasemissionen (Leitindikator bzw. Oberziel)	●
Kernenergieausstieg	Abschaltung von Kernkraftwerken gemäß Ausstiegspfad (Leitindikator bzw. Oberziel)	●
Erneuerbare Energien	Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch (Leitindikator)	●
	Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch	●
	Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte	●
	Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien im Verkehr	●
Energieeffizienz	Reduktion des Primärenergieverbrauchs (Leitindikator)	●
	Endenergieproduktivität	●
	Reduktion des Wärmebedarfs im Gebäudesektor	●
	Reduktion des Endenergieverbrauchs im Verkehr	●
Versorgungssicherheit	Ausbau der Übertragungsnetze (Leitindikator)	●
	Umfang der erforderlichen Engpassmanagementmaßnahmen	●
	System Average Interruption Duration Index – SAIDI Strom und SAIDI Gas	●
Preiswürdigkeit	Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am Bruttoinlandsprodukt (Leitindikator)	●
	Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen	●
	Letztverbraucherausgaben im Straßenverkehr	●
	Elektrizitätsstückkosten der Industrie im EU-Vergleich	●
	Energiekostenbelastung der Haushalte	●
Akzeptanz	Generelle Zustimmung zu den Zielen der Energiewende (Leitindikator)	●
	Zustimmung hinsichtlich der Umsetzung der Energiewende	●
	Zustimmung auf Grundlage persönlicher Betroffenheit	●
Zielerfüllung: ● wahrscheinlich ● nicht sichergestellt ● unwahrscheinlich		

Quelle: Eigene Darstellung

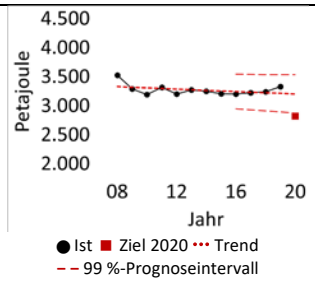
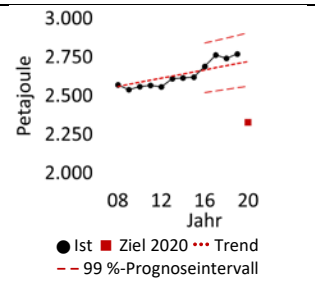
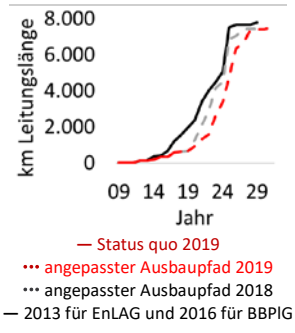
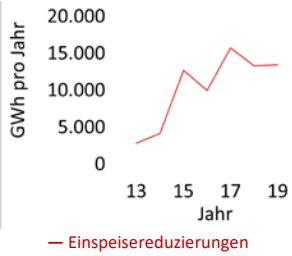
Tabelle Z-3: Detaillierte Betrachtung der einzelnen Indikatoren

<table>
<tr><td rowspan="2">Klima-schutz</td><td rowspan="2"></td><td colspan="2">Reduktion der Treibhausgasemissionen (Leitindikator bzw. Oberziel)</td></tr>
<tr><td>Messgröße: Die gesamten ausgestoßenen Treibhausgasemissionen [Mio. t CO_2-Äq.]
Zielsetzung: Reduktion der Treibhausgasemissionen um mind. 40 % ggü. 1990 bis 2020 / 55 % bis 2030 [Energiekonzept 2010] sowie Reduktion um 14 % ggü. 2005 bis 2020 / 38 % bis 2030 in den Nicht-EU-ETS-Sektoren [EU-Lastenteilungsentscheidung 2009; EU-Klimaschutzverordnung 2018]
Beurteilungskriterien: Prognoseintervalle und Experteneinschätzung
Status quo 2019: 805 Mio. t CO_2-Äq.</td><td>
</td></tr>
<tr><td rowspan="2">Kern-energie-ausstieg</td><td rowspan="2"></td><td colspan="2">Abschaltung von Kernkraftwerken gemäß Ausstiegspfad (Leitindikator bzw. Oberziel)</td></tr>
<tr><td>Messgröße: Anzahl der Kernkraftwerke in Leistungsbetrieb [Anzahl der Anlagen]
Zielsetzung: Spätestens mit Ablauf des 31.12.2017: nur noch 7 Anlagen in Leistungsbetrieb; 31.12.2019: 6 Anlagen; 31.12.2021: 3 Anlagen; 31.12.2022: 0 Anlagen [Dreizehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes (13. AtGÄndG) 2011]
Beurteilungskriterien: Experteneinschätzung
Status quo November 2019: 6 Anlagen</td><td>
</td></tr>
<tr><td rowspan="4">Erneuer-bare Energien</td><td rowspan="4"></td><td colspan="2">Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch (Leitindikator)</td></tr>
<tr><td>Messgröße: Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch inkl. Eigenverbrauch für Strom- und Wärmeerzeugung sowie Transport- und Leitungsverluste (sogenannter Bruttoendenergieverbrauch) [%]
Zielsetzung: Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch auf 18 % bis 2020 und 30 % bis 2030 [Energiekonzept 2010]
Beurteilungskriterien: Prognoseintervalle und Experteneinschätzung
Status quo 2019: 17,5 %
Hinweis: Ampelfarbe „grün“ verlangt Übererfüllung bei „Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch“.</td><td>
</td></tr>
<tr><td colspan="2">Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch</td></tr>
<tr><td>Messgröße: Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung einschließlich Stromaustauschsaldo mit dem Ausland (sogenannter Bruttostromverbrauch) [%]
Zielsetzung: Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch auf mindestens 35 % bis 2020 und auf mindestens 50 % bis 2030 [Energiekonzept 2010]
Beurteilungskriterien: Prognoseintervalle und Experteneinschätzung
Status quo 2019: 42,1 %</td><td>
</td></tr>
</table>

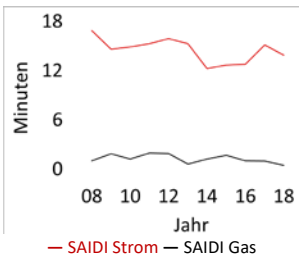
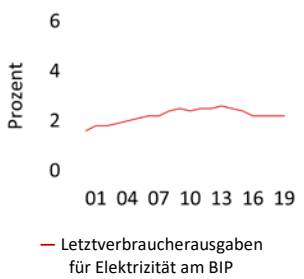
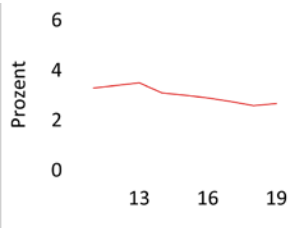
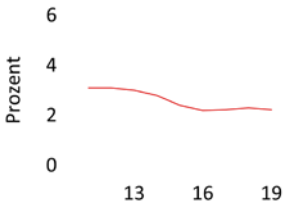
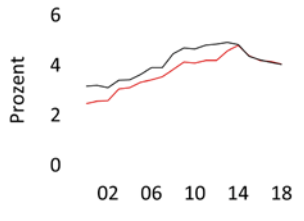
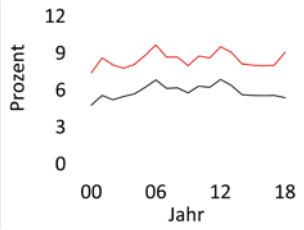
Fortsetzung

<table>
<tr><td rowspan="4">Erneuerbare Energien</td><td rowspan="4"></td><td colspan="2">Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte</td></tr>
<tr><td><u>Messgröße:</u> Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme, Klimakälte und Prozesskälte [%]
<u>Zielsetzung:</u> Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Wärmeverbrauch auf 14 % bis 2020 [Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (EEWärmeG) 2008]
<u>Beurteilungskriterien:</u> Prognoseintervalle und Experteneinschätzung
<u>Status quo 2019:</u> 14,5 %
<u>Hinweis:</u> Ampelfarbe „gelb“, da Dynamik im Wärmebereich fehlt.</td><td>
</td></tr>
<tr><td colspan="2">Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien im Verkehr</td></tr>
<tr><td><u>Messgröße:</u> Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch im Verkehrssektor [%]
<u>Zielsetzung:</u> Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien im Verkehrsbereich auf 10 % bis 2020 [EU-Richtlinie 2009/28/EG]. Das Ziel ist verbindlich und zusätzlich zum 18 % Endenergieverbrauchsziel einzuhalten
<u>Beurteilungskriterien:</u> Prognoseintervalle und Experteneinschätzung
<u>Status quo 2019:</u> 5,6 %</td><td>
</td></tr>
<tr><td rowspan="4">Energieeffizienz</td><td rowspan="4"></td><td colspan="2">Reduktion des Primärenergieverbrauchs (Leitindikator)</td></tr>
<tr><td><u>Messgröße:</u> Primärenergieverbrauch [PJ]
<u>Zielsetzung:</u> Reduktion des Primärenergieverbrauchs um 20 % ggü. 2008 bis 2020 [Energiekonzept 2010]
<u>Beurteilungskriterien:</u> Prognoseintervalle und Experteneinschätzung
<u>Status quo 2019:</u> 12.779 PJ</td><td>
</td></tr>
<tr><td colspan="2">Endenergieproduktivität</td></tr>
<tr><td><u>Messgröße:</u> Durchschnittliche Endenergieproduktivität pro Jahr im Zeitraum 2008 bis zum aktuellen Berichtsjahr definiert als reales Bruttoinlandsprodukt dividiert durch Endenergieverbrauch [EUR / Gigajoule]
<u>Zielsetzung:</u> Durchschnittliche Endenergieproduktivität von 2,1 % pro Jahr im Zeitraum 2008-2050 [Energiekonzept 2010]
<u>Beurteilungskriterien:</u> Prognoseintervalle und Experteneinschätzung
<u>Status quo 2018:</u> 349 Euro / Gigajoule</td><td>
</td></tr>
</table>

Fortsetzung

<table>
<tr><td rowspan="4">Energie-effizienz</td><td rowspan="4"></td><td colspan="2">Reduktion des Wärmebedarfs im Gebäudesektor</td></tr>
<tr><td><u>Messgröße:</u> Endenergieverbrauch für Raumwärme, Warmwasser, Raumkühlung und Beleuchtung in den Sektoren Industrie, GHD und Haushalte [PJ]
<u>Zielsetzung:</u> Reduktion des Wärmebedarfs im Gebäudesektor um 20 % gegenüber 2008 bis 2020 [Energiekonzept 2010]
<u>Beurteilungskriterien:</u> Prognoseintervalle und Experteneinschätzung
<u>Status quo 2017:</u> 3.115 PJ</td><td>
</td></tr>
<tr><td colspan="2">Reduktion des Endenergieverbrauchs im Verkehr</td></tr>
<tr><td><u>Messgröße:</u> Endenergieverbrauch im Verkehrssektor [PJ]
<u>Zielsetzung:</u> Reduktion des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor um 10 % gegenüber 2005 bis 2020 [Energiekonzept 2010]
<u>Beurteilungskriterien:</u> Prognoseintervalle und Experteneinschätzung
<u>Status quo 2019:</u> 2.770 PJ</td><td>
</td></tr>
<tr><td rowspan="4">Versor-gungs-sicher-heit</td><td rowspan="4"></td><td colspan="2">Ausbau der Übertragungsnetze (Leitindikator)</td></tr>
<tr><td><u>Messgröße:</u> Abweichung der Gesamtinbetriebnahme zwischen Plan (im jeweils ersten Berichtsjahr des Netzausbaumonitoring) und Ist beim Übertragungsnetzausbau (EnLAG- und BBPlG-Vorhaben) [km]
<u>Aussage:</u> Die Abweichung ist ein Maß für die netzseitige Versorgungssicherheit, wobei zunehmende Abweichungen eine (zukünftige) Gefährdung der Versorgungssicherheit andeuten.
<u>Beurteilungskriterien:</u> Experteneinschätzung
<u>Status quo 2019:</u> Abweichung 1.331 Kilometer (bisher Gesamtinbetriebnahme von Vorhaben mit Länge von 648 Kilometern, Planwert (2013 für EnLAG und 2016 für BBPlG) 1.979 Kilometer)
<u>Hinweis:</u> Ampelfarbe „rot“ ergibt sich aus der Einschätzung, dass Verzögerungen sich auch zukünftig fortsetzen werden.</td><td>
</td></tr>
<tr><td colspan="2">Umfang der erforderlichen Engpassmanagementmaßnahmen</td></tr>
<tr><td><u>Messgröße:</u> Summe der erforderlichen Einspeisereduzierungen an konventioneller und erneuerbarer Erzeugungsleistung zur Behebung von Netzengpässen [GWh pro Jahr]
<u>Aussage:</u> Die Unzulänglichkeit der Netzinfrastruktur spiegelt sich in der erforderlichen Einspeisereduzierung wider.
<u>Beurteilungskriterien:</u> Experteneinschätzung
<u>Status quo 2019:</u> 13.440 GWh pro Jahr</td><td>
</td></tr>
</table>

Fortsetzung

<table>
<tr><td rowspan="8">Versorgungssicherheit</td><td colspan="3">System Average Interruption Duration Index – SAIDI Strom und SAIDI Gas</td></tr>
<tr><td colspan="2">Messgröße: Durchschnittlicher Ausfall der Strom- bzw. Gasversorgung pro Jahr und Kunde [Minuten]
Aussage: SAIDI Strom ist ein Maß für die Stromversorgungssicherheit, SAIDI Gas für die Gasversorgungssicherheit; SAIDI Strom und SAIDI Gas berücksichtigen weder geplante Unterbrechungen noch Unterbrechungen aufgrund höherer Gewalt; SAIDI Strom misst lediglich Ausfälle, die länger als 3 Minuten dauern, SAIDI Gas erhebt alle Gasversorgungsunterbrechungen vollständig.
Beurteilungskriterien: Experteneinschätzung
Status quo 2019: 13,9 Minuten für Strom und 0,5 Minuten für Gas</td><td>
</td></tr>
<tr><td rowspan="7">Preiswürdigkeit</td><td colspan="3">Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am Bruttoinlandsprodukt (Leitindikator)</td></tr>
<tr><td colspan="2">Messgrößen der Preiswürdigkeit:
• (Aggregierte) Letztverbraucherausgaben für Elektrizität (bzw. für Wärmedienstleistungen und Kraftstoffe im Straßenverkehr) dividiert durch Bruttoinlandsprodukt [%]
• Elektrizitätsstückkosten der Industrie definiert als Kosten für Elektrizität dividiert durch Wertschöpfung [%]
Aussage: Die Indikatoren messen die Belastung durch Energiekosten.
Beurteilungskriterien: Experteneinschätzung
Status quo 2019: 2,2 % (Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am Bruttoinlandsprodukt)</td><td>
</td></tr>
<tr><td>Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen</td><td>Letztverbraucherausgaben im Straßenverkehr</td><td>Elektrizitätsstückkosten der Industrie im EU-Vergleich</td></tr>
<tr><td>
</td><td>
</td><td>
</td></tr>
<tr><td colspan="3">Energiekostenbelastung der Haushalte</td></tr>
<tr><td colspan="2">Messgröße: Anteil der Energieausgaben privater Haushalte (ohne Kraftstoffe) an ihren gesamten Konsumausgaben [%]
Aussage: Der Indikator zeigt die Energiekostenbelastung der Haushalte und macht auf potentielle soziale Auswirkungen der Energiewende aufmerksam; die Belastung einkommensschwacher Haushalte wird der Belastung durchschnittlicher Haushalte gegenübergestellt.
Beurteilungskriterien: Experteneinschätzung
Status quo 2018: 9,1 % (einkommensschwache Haushalte) und 5,4 % (durchschnittlicher Haushalt)</td><td>
</td></tr>
</table>

Fortsetzung

Akzeptanz		Generelle Zustimmung zu den Zielen der Energiewende (Leitindikator)	
		Messgröße: Anteil der Bevölkerung, der der Energiewende zustimmt/die Energiewende ablehnt hinsichtlich: (i) ihrer generellen Ziele, (ii) ihrer Umsetzung und (iii) auf Grundlage persönlicher Betroffenheit [Prozent] Aussage: Der Indikator ist ein Maß für die Akzeptanz der Energiewende und zeigt die Unterstützung für das Gemeinschaftsprojekt in der Gesellschaft Beurteilungskriterien: Experteneinschätzung auf Basis des Sozialen Nachhaltigkeitsbarometers (IASS, 2020)	
		Zustimmung hinsichtlich der Umsetzung der Energiewende	
		Zustimmung auf Grundlage persönlicher Betroffenheit	

Quelle: Eigene Darstellung

13. Die Energiewende-Ampel weist in der Regel Indikatorenwerte bis einschließlich des Berichtsjahres 2019 aus, auch wenn, wie oben beschrieben, die Expertenkommission aktuellere Werte berücksichtigt und zusätzliche quantitative Abschätzungen vornimmt, um die Zielerreichung der Indikatoren bis 2020 bestmöglich einzuschätzen. Im Jahr 2020 ergaben sich zudem zahlreiche themenspezifische sowie politische Entwicklungen, gerade mit Blick auf den europäischen Energiewende-Rahmen, welche die Expertenkommission in einer gesonderten Stellungnahme im Sommer 2020 berücksichtigte (vgl. EWK, 2020). Die wichtigsten Ergebnisse und Empfehlungen der Kommentierung zentraler Handlungsfelder der deutschen Energiewende im europäischen Kontext vom Sommer 2020 finden sich in Box Z-1. Die Gesamtfassung der Sommer-Stellungnahme ist der vorliegenden Stellungnahme angefügt. Die in der Sommer-Stellungnahme angesprochenen Handlungsfelder besitzen besondere Relevanz auch für die Zielerreichung der deutschen Energiewende bis zum Jahr 2030. Um die Perspektive bis zum Jahr 2030 geht es im folgenden Abschnitt.

Box Z-1: Ergebnisse und Empfehlungen der Kommentierung zentraler Handlungsfelder der deutschen Energiewende im europäischen Kontext vom Sommer 2020 (vgl. EWK, 2020)

Europäische Wertschöpfung stärken und internationale Einbettung sichern

Die Transformation hin zu einem nachhaltigen Wirtschaftssystem erfordert es, strategisch bedeutsame klimaneutrale Wertschöpfungsketten aufzubauen, kritische Abhängigkeiten durch Diversifizierung zu vermeiden, europäische Märkte zu stärken, internationale Kooperationen zu schließen und die Wettbewerbsfähigkeit europäischer Unternehmen zu sichern.

CO_2-basierte Energiepreisreform rasch angehen und richtig gestalten

Eine CO_2-basierte Energiepreisreform setzt Impulse für die Konjunktur, indem sie bei richtiger Ausgestaltung Haushalte und Unternehmen entlastet und die Transformation der Industrie vorantreibt. Auf nationaler Ebene sollte ein ambitionierter CO_2-Preispfad angestrebt werden sowie eine umfassende Ausrichtung des derzeit existierenden komplexen Energiepreissystems auf tatsächliche externe Effekte in allen Sektoren. Durch den vorgeschlagenen Wegfall der Umlagen für erneuerbare Energien und Kraft-Wärme-Kopplung sowie die Reduzierung der Stromsteuer werden Strompreise in Deutschland – trotz höherer CO_2-Preise – netto reduziert. Zusätzlich ist zu bedenken, dass die durch die Corona-Krise gesunkenen Strom-, Öl- und Gaspreise zusätzliche Handlungsspielräume eröffnen. Höhere Ambitionen im Klimaschutz auf europäischer Ebene erfordern neben einem Nachschärfen der CO_2-Bepreisung im EU ETS eine Reform der EU-Energiesteuerrichtlinie sowie ggf. die Einführung von Grenzausgleichen.

Zertifizierung auf den Green Deal ausrichten

Um wirksamen internationalen Klimaschutz zu ermöglichen, werden klare Zertifizierungsstandards benötigt, deren maßgeblicher Bewertungsmaßstab der CO_2-Ausstoß ist. Sie ermöglichen erst die Umsetzung der Sektorkopplung mit dem Ziel der Defossilisierung von Verkehr, Gebäuden und Industrie, liefern Entscheidungsgrundlagen für Investitionen von Unternehmen sowie Finanzmarktakteuren und schaffen die Voraussetzungen für den Aufbau klimaneutraler internationaler Wertschöpfungsketten.

Effizient aus der Kohle aussteigen und marktliche Signale stärken

Der in Deutschland beschlossene Kohleausstieg ist auf Basis der Beschlüsse zum europäischen Green Deal nachzubessern. Der Kohleausstieg müsste deutlich rascher und weitgehend durch marktliche CO_2-Preissignale erfolgen. Auf Kompensationszahlungen an Unternehmen sollte möglichst verzichtet werden. Freiwerdende EU ETS-Zertifikate sind idealerweise vollständig aus dem Markt zu nehmen. Der Wandel hin zu einer kohlenstoffarmen Wirtschaft in Europa muss zudem sozialverträglich ausgestaltet werden.

Erneuerbare Energien beschleunigt ausbauen

Die Umsetzung der langfristigen Klimaziele und des Green Deals erfordern eine deutliche Erhöhung der Ausbauziele für erneuerbare Energien. Da ausreichend Erzeugungspotenziale vorhanden wären, geht es vorrangig um Impulse für eine gesteigerte Ausbaudynamik. Gerade hierfür sind in der Umsetzung europäische Lösungen zu stärken, um nationale Aktivitäten besser zu ergänzen. Damit ergeben sich zugleich zusätzliche Wertschöpfungspotenziale, nicht nur durch den Ausbau, sondern auch durch die Nutzung der erneuerbaren Energien.

Globale Schlüsseltechnologien für Wasserstoff und synthetische Energieträger entwickeln

Regenerativer Wasserstoff und synthetische Energieträger spielen eine Schlüsselrolle für das Erreichen der Klimaneutralität bis zum Jahr 2050. Anwendungen liegen im Verkehrssektor, bei der Speicherung von Strom, in der Industrie (gerade auch als Rohstoff) und im Wärmesektor. Um Wasserstoff und synthetische Energieträger in großem Maßstab einsetzen zu können, ist die Transformation und Ergänzung bestehender Infrastrukturen, Liefer- und Wertschöpfungsketten notwendig. Eine zentrale Voraussetzung ist der schnelle Hochlauf der industriellen Produktion von Schlüsselkomponenten. Auf internationaler Ebene ist auf bestehende, aber auch auf neue Energiepartnerschaften zu setzen.

Industrielle Transformation durch klimaneutrale Produktion beschleunigen

Die klimaneutrale Produktion ist ein zentrales Handlungsfeld für die Umsetzung des Green Deals, sowohl im direkten Einflussbereich der Unternehmen, beim Einkauf von Energieträgern sowie entlang der gesamten produktbezogenen Wertschöpfung auf der Beschaffungsseite und der Absatzseite. Eigeninitiativen von Unternehmen sollten durch den entsprechenden regulatorischen Rahmen unterstützt und verstärkt werden. Beim Aufbau der Wertschöpfungsketten einer Wasserstoffwirtschaft bestehen beispielsweise sehr gute Chancen für die deutsche ebenso wie für die europäische Industrie, eine führende Position auf dem Weltmarkt einzunehmen.

Infrastrukturen koordiniert ausbauen

Infrastrukturen müssen für den Transport, die Verteilung und die Speicherung von Wasserstoff und synthetischen Energieträgern angepasst und ausgebaut werden. Zudem werden Speicher mit verschiedenen Volumina benötigt, um eine zeitliche Unabhängigkeit von Erzeugung und Verbrauch insbesondere im Bereich der Stromversorgung zu ermöglichen. Auch ist ein schneller und auf europäischer Ebene langfristig koordinierter Ausbau der Stromnetze erforderlich, um diese an den Anforderungen des zukünftigen Energiesystems auszurichten und die Ausbauziele bei den erneuerbaren Energien erreichen zu können. Im Verkehr ist der europaweite Ausbau von Tankinfrastrukturen für erneuerbare Kraftstoffe und Ladeinfrastruktur entlang des transeuropäischen Verkehrsnetzes zu entwickeln.

Energieeffizienz systemisch denken

Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz sind eine wichtige Säule zur Defossilisierung im Gebäude- und Verkehrssektor und können bei den betroffenen Endverbrauchern langfristig steigende Kostenbelastungen vermeiden. Im Gebäudesektor sind nationale und europäische Rahmenbedingungen hinsichtlich ihrer Preissignale im Wärmesektor weiterzuentwickeln, die zu einem europaweit klimaneutralen Gebäudebestand in 2050 führen. Im Straßenverkehr bedarf es über aktuelle Regelungen von Flottengrenzwerten hinaus einer Roadmap für einen klimaneutralen Verkehr, damit Unternehmen Planungssicherheit bei der Antriebswende erhalten. Darüber hinaus ergeben sich Energieeffizienzpotenziale durch Verlagerung und Vermeidung von Verkehr.

Privates Kapital stärker für Green Finance aktivieren

Der europäische Green Deal sieht ambitioniertere Energie- und Klimaziele vor, wodurch sich der jährliche Investitionsbedarf für Klimaschutzaktivitäten erhöhen wird. Die Investitions- und Finanzmittel der öffentlichen Hand können und sollen lediglich eine Grundlage schaffen. Um die Ziele erreichen zu können, ist deshalb das hierfür erforderliche Kapital privatwirtschaftlicher Investoren stärker zu aktivieren, etwa durch die Ausweitung der Berichtspflichten von Unternehmen und Finanzmarktakteuren im Sinne der EU-Taxonomie. Eine rasche und konsequente Umsetzung des europäischen Green Deals kann darüber hinaus ein starkes Signal an den Finanzmarkt senden und erforderliche, konsistente und langfristige Rahmenbedingungen schaffen.

Governance der Energieunion kohärent ausgestalten

Entscheidend für den Erfolg einer umfassenden Transformation ist ein gutes Zusammenspiel der verschiedenen Governance-Strukturen auf den Ebenen von EU, Mitgliedsstaaten, Regionen und Kommunen. Es empfehlen sich EU-weite, marktliche Mechanismen, um eine einfache Koordinierung über die Dimensionen der Energieunion, Regionen, Sektoren und Technologien zu erreichen. Zudem müssen Konflikte zwischen einzelnen Instrumenten aufgelöst und Pendants von europäischen und nationalen Vorschriften aufeinander abgestimmt werden.

Perspektive bis zum Jahr 2030

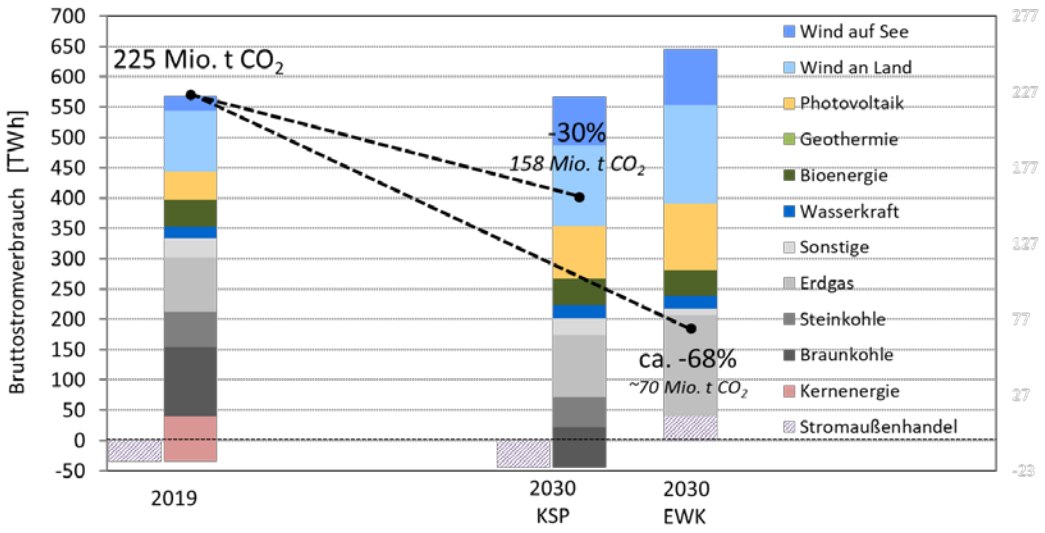
14. Die Erreichbarkeit der Energie- und Klimaziele für das Jahr 2030 nach dem Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) und dem Integrierten Nationalen Energie- und Klimaplan (NECP) ist nach dem Beschluss des Europäischen Rates vom 11.12.2020 (EU-Rat, 2020) im Licht eines ambitionierteren Klimaschutzziels auf europäischer Ebene zu betrachten. Die Expertenkommission ordnet im Folgenden den aktuellen Sachstand ein und bewertet mögliche Auswirkungen auf die Treibhausgasminderung in Deutschland und die wichtigsten Energiesektoren. Hierzu geht die vorliegende Stellungnahme davon aus, dass der Beschluss des Europäischen Rates umgesetzt wird, der eine Minderung der Treibhausgasemissionen für die Europäische Union im Jahr 2030 gegenüber 1990 um mindestens 55 % netto (Emissionen und Abbau von Treibhausgasen) statt bisher um 40 % vorsieht (das Europäische Parlament hat sich im Oktober 2020 für eine Minderung um 60 % gegenüber 1990 ausgesprochen, vgl. EU-Parlament, 2020). Anhand der im Impact Assessment der Kommission (EU Kommission, 2020) beschriebenen Realisierungspfade wird davon ausgegangen, dass die Struktur des Europäischen Emissionshandelssystems weitgehend unverändert beibt, die Emissionsobergrenze jedoch deutlich schneller abgesenkt wird und somit gegenüber dem Basisjahr 2005 eine Minderung um 65 % erreicht wird (bisher 55 %). Damit könnte ein Anstieg der Zertifikatspreise auf ein Niveau von etwa 50 Euro/t CO_2 verbunden sein. Für die der Effort Sharing Regulation unterliegenden Sektoren wird unter Beibehaltung der bestehenden Aufteilung zwischen den Mitgliedsstaaten von einer Fortschreibung des europäischen Minderungsziels auf -39 % (nach dem Impact Assessment bisher -32 %) gegenüber dem Jahr 2005 ausgegangen. Daraus lässt sich für Deutschland ein Emissionsbudget von etwa 440 Mio. t CO_2-Äq. abschätzen, wenn die Minderung aus dem Emissionshandel und der Effort Sharing Regulation proportional fortgeschrieben werden. Dies entspricht einer Treibhausgasminderung ggü. 1990 um 65 %. Aus Sicht der Expertenkommission ist dieses Ziel erreichbar, obwohl es bedeutet, zusätzlich etwa einhundert Millionen Tonnen CO_2 gegenüber der bisherigen Zielsetzung in Deutschland zu vermeiden. Grundvoraussetzung dafür ist das marktgetriebene Ausphasen der Kohleverstromung bis zum Jahr 2030, welches diese Reduktion weitgehend ergeben würde. Dessen ungeachtet muss in den Bereichen Gebäude, Verkehr und Industrie das hohe Ambitionsniveau des Klimaschutzgesetzes zumindest aufrechterhalten werden, um über 2030 hinaus das Erreichen der Klimaziele zu sichern. Der Nationale Energie- und Klimaplan muss entsprechend nachgebessert werden. Dies erfordert zeitnahe Entscheidungen über den regulatorischen Rahmen, etwa zur Energiepreisreform oder zur Setzung energetischer Standards, sowie komplementäre Maßnahmen wie etwa zum Infrastrukturausbau, so dass eine hohe Planungssicherheit bei Investoren hergestellt wird.

15. In der Elektrizitätswirtschaft müsste der Ersatz der entsprechenden Strommengen durch den Kohleausstieg über die Nutzung von Erdgas, einen stärkeren Ausbau der erneuerbaren Energien sowie ggf. über Stromimporte erfolgen. Welche Beiträge hierüber jeweils geleistet werden müssten, hängt maßgeblich davon ab, wie sich die Stromnachfrage entwickeln wird. Die Expertenkommission teilt an diesem Punkt – unabhängig vom Klimaschutzziel – nicht die Auffassung der Bundesregierung, dass die Stromnachfrage konstant gehalten werden kann, weil Effizienzfortschritte durch erwartbare starke Wachstumstrends in den Bereichen Elektromobilität, Sektorenkopplung im Wärmemarkt, Industrie und durch den Markthochlauf im Bereich des grünen Wasserstoffs voraussichtlich überkompensiert werden. In der Summe ist eher davon auszugehen, dass der Strombedarf um etwa 10 % ansteigen wird. Damit verbunden ist auch ein erhöhtes Anforderungsniveau für das 65 %-Ziel der Bundesregierung zur regenerativen Stromerzeugung, was eine über die aktuelle Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes deutlich hinausgehende Anpassung erfordert (vgl. Kapitel 4).

16. Abbildung Z-2 zeigt einerseits eine Struktur des Bruttostromverbrauchs nach den Politikszenarien IX (2020) unter Berücksichtigung des Klimaschutzprogramms 2030 der Bundesregierung (KSP). Im Vergleich dazu ist eine von mehreren möglichen Entwicklungen des Bruttostromverbrauchs und der CO_2-Emissionen bis

zum Jahr 2030 aus Sicht der Expertenkommission dargestellt. Der in dem EWK-Szenario (EWK = Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ - „Energiewendekommission“) unterstellte Ausstieg aus der Kohleverstromung bis 2030 bewirkt eine zusätzliche Minderung um etwa 80 Mio. t CO_2, wobei berücksichtigt ist, dass der Einsatz von Erdgas steigt. Der Anteil der erneuerbaren Energien bewegt sich in einer Größenordnung von etwa zwei Dritteln und somit im Bereich des 65 %-Ziels der Bundesregierung, dies allerdings aufgrund des erwartbaren Anstiegs des Stromverbrauchs auf höherem absolutem Niveau (ca. 430 TWh). Im Zuge des Kohleausstiegs dürfte der Netto-Stromexport deutlich zurückgehen, und es könnte je nach Marktentwicklung bis 2030 auch zu einem nennenswerten Netto-Stromimport kommen. Um eine damit verbundene, unerwünschte Verlagerung von Emissionen ins Ausland zu vermeiden und andererseits die stärkere Verstromung von Erdgas mit Blick auf die längerfristig angestrebte Klimaneutralität in Grenzen zu halten, wäre ein stärkerer Ausbau der erneuerbaren Energien zielführend. Aus Sicht der Expertenkommission dürfte dies aufgrund von Flächenrestriktionen, Akzeptanzproblemen und des mehrjährigen Vorlaufs bei großen Projekten im Inland nicht wahrscheinlich sein. Deshalb wäre hier über die Etablierung länderübergreifender Vorhaben auf europäischer Ebene nachzudenken.

Abbildung Z-2: Mögliche Entwicklungen des Bruttostromverbrauchs und der CO_2-Emissionen im Elektrizitässektor bis zum Jahr 2030



Hinweise: Der Bruttostromverbrauch ergibt sich aus der Summe der Bruttostromerzeugung und dem Stromsaldo mit dem Ausland (unabhängig vom Erzeugungsmix): pos. Wert = Nettostromimport, neg. Werte = Nettostromexport (für 2019 und 2030 KSP gesondert dargestellt). Für die Bilanzierung der Emissionen gilt das so genannte Territorialprinzip. Demnach werden Deutschland die Emissionen aller ortsfesten Anlagen in Deutschland zugerechnet.
KSP = Szenario mit Maßnahmen des Klimaschutzprogramms 2030 nach Politikszenarien IX (2020); in Prognos (2020) ähnliche Erzeugungsstruktur, allerdings deutlich geringerer Stromexport (-18 TWh ggü. -45 TWh)
EWK = Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ (Energiewendekommission)
Daten 2019: BDEW (2020)

17. Für den Sektor Industrie wird erwartet, dass die Treibhausgasminderung nach dem Klimaschutzgesetz erreicht oder sogar übertroffen werden kann, sofern es insbesondere in der energieintensiven Grundstoffindustrie gelingt, im Zuge anstehender Ersatzinvestitionen eine Umstellung auf CO_2-arme bzw. CO_2-freie Prozesse einschließlich des grünen Wasserstoffs herbeizuführen. Weil dieser Sektor in besonderem Maß durch kapitalintensive und sehr langlebige Investitionsgüter geprägt ist, ist ein Erfolg nicht zuletzt zur Vermeidung von

Lock-in-Effekten auf dem Weg zur Klimaneutralität von großer Bedeutung. Im Verarbeitenden Gewerbe wird der Trend zur klimaneutralen Produktion deutlich an Dynamik gewinnen, wobei neben Effizienzmaßnahmen von einer nennenswerten Verlagerung der Prozesswärmebereitstellung von fossilen Energieträgern auf Elektrizität auszugehen ist. Getrieben wird diese Entwicklung auch durch das Brennstoffemissionshandelsgesetz, v. a. dann, wenn die Investoren für den Zeithorizont jenseits des Jahres 2025 weiter steigende CO_2-Preise für Brennstoffe antizipieren.

18. Für den Sektor Gebäude ist das Ziel des Klimaschutzgesetzes ambitioniert und aus Sicht der Expertenkommission voraussichtlich nur dann erreichbar, wenn auf der Nachfrageseite die im Grundsatz sinnvollen Maßnahmen des Klimaschutzprogramms 2030 und des Nationalen Energie- und Klimaplans zur energetischen Sanierung von Gebäuden sowohl in Bezug auf die Quantität (Sanierungsrate) als auch die Qualität (Sanierungstiefe) weiterentwickelt werden. Darüber hinaus wird empfohlen, einen stärkeren Fokus auf die Angebotsseite zu legen, d. h. auf die Bereitstellung von (leitungsgebundener) regenerativer Wärme insbesondere in Nah- und Fernwärmenetzen. Denn aufgrund der Vielzahl von Akteuren und Randbedingungen dürften hohe Effizienzfortschritte in der kurzen Frist schwieriger zu erreichen sein als eine Ausweitung des regenerativen Energieangebots. Deshalb ist es wichtig, Kommunen, Wärmenetzbetreiber usw. stärker in den Blick zu nehmen, die über entsprechende Hebel auf der Umsetzungsseite verfügen. Einen Ansatz dafür kann u. a. eine verbindliche Wärmeplanung auf kommunaler Ebene darstellen.

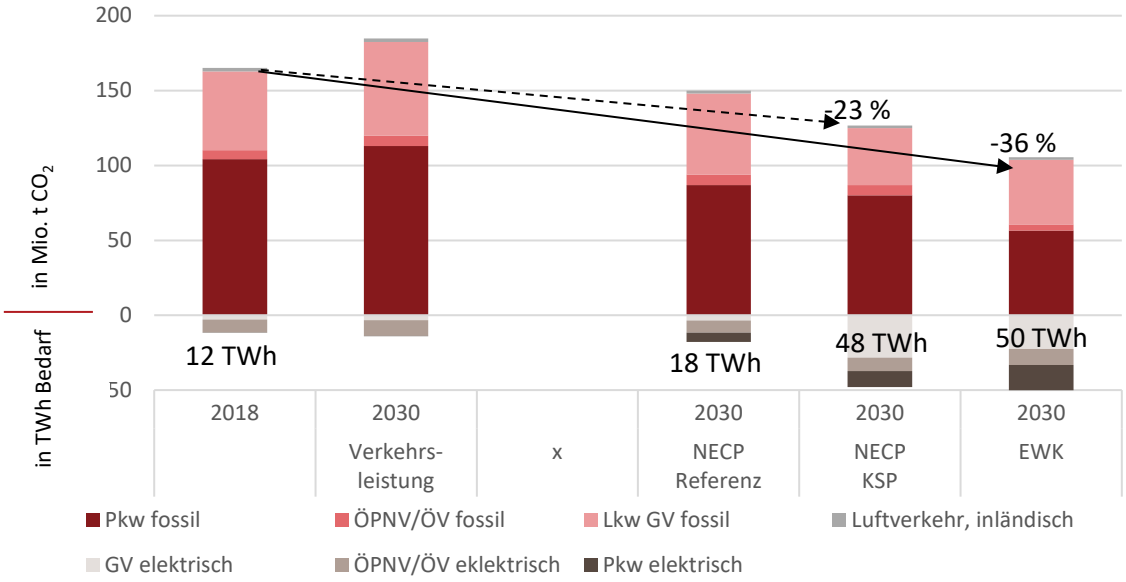
19. Für den Sektor Verkehr würden die ohnehin schon signifikanten Herausforderungen mit einer Verschärfung der THG-Minderungsziele durch die EU weiter wachsen: Bereits im Szenario „mit Klimaschutzprogramm“ des Nationalen Energie- und Klimaplans würde im Verkehr das Ziel für 2030 nicht erreicht. Vor diesem Hintergrund erscheint es dringend geraten, den Schwerpunkt nicht nur auf technologische Maßnahmen, sondern auch auf die Verhaltensbeeinflussung zu legen und damit Verkehrsvermeidung und -verlagerung künftig deutlich stärker zu addressieren. Auf der Technologieseite ist festzustellen, dass die Elektromobilität auch dank umfangreicher Förderung einen ersten deutlichen Schub erfahren hat. Um den erforderlichen Beitrag zu den THG-Minderungszielen tatsächlich leisten zu können, müssen sich Fahrzeuge mit elektrischem Antrieb mit Auslaufen der Fördermaßnahmen jedoch in der Konkurrenz zu konventionellen Fahrzeugen am Markt durchsetzen. Ein Schlüsselelement wird der flächendeckende Ausbau der Ladeinfrastruktur sein, nicht nur in Deutschland, sondern auch im europäischen Ausland. Dies gilt insbesondere für das Vorhandensein von Schnellademöglichkeiten entlang des Fernstraßennetzes.

20. Eine weitere besondere Herausforderung stellen Treibhausgasminderungen im Güterverkehr dar, zumal auch hier ein wesentlicher Beitrag zur THG-Reduzierung neben der Verlagerung aus der Umstellung der Fahrzeugflotte auf neue Technologien resultieren wird. Aus heutiger Sicht stehen Batterieantriebe, Wasserstoffantriebe und Oberleitungsantriebe als mögliche Optionen zur Verfügung. Sowohl Verlagerungsoptionen wie auch technologische Lösungen müssen im europäischen Markt der Güterverkehre Bestand haben, was nicht zuletzt für die anstehenden Entscheidungen zum Ausbau von Infrastrukturen von besonderer Relevanz ist.

21. In Abbildung Z-3 dargestellt sind die CO_2-Emissionen und der Strombedarf für das Jahr 2019 sowie drei Szenarien für 2030: das Referenzszenario und das Szenario „mit Klimaschutzprogramm“ nach dem NECP (KSP; Prognos, 2020) sowie die Abschätzung aus den Empfehlungen der Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ (nachfolgend „Energiewendekommission“ oder kurz „EWK“), die eine stärkere Verlagerung von Pkw- und Lkw-Verkehren auf die Schiene unterstellt. Gleichzeitig nehmen Pkw-Fahrleistungen und Lkw-Fahrleistungen ab. Im Pkw-Bestand wird von 10 Mio. Elektrofahrzeugen ausgegangen. Im Straßengüterverkehr wird eine moderate Durchdringung mit alternativen Antrieben sowie die Nutzung von alternativen Kraftstoffen angenommen (Wasserstoff, Oberleitung, synthetische Kraftstoffe). Der Strombedarf nach EWK erhöht sich auf

etwa 50 TWh für den Verkehr. Die im NECP ausgewiesene Lücke zu dem im Klimaschutzgesetz ausgewiesenen Zielwert für den Verkehr 2030 würde sich von 30 Mio. t CO_2 auf 9 Mio. t CO_2 verkleinern.

Abbildung Z-3: Mögliche Entwicklungen von CO_2-Emissionen und Strombedarf im Verkehr



Quelle: NECP, Prognos (2020), BMVI (2019), AGEB (2020), eigene Berechnungen

22. Mit der beschriebenen Verschärfung der klimapolitischen Ziele auf Grundlage des europäischen Green Deals steigt die Notwendigkeit für eine rasche Intensivierung und Erweiterung von Politikmaßnahmen. Um die Zielvorgaben zum Ende dieses Jahrzehnts zu erreichen und zudem das langfristige Ziel der weitgehenden Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2050 nicht zu gefährden, ist der Einsatz eines klugen Instrumentenmixes auf europäischer und nationaler Ebene vonnöten. Hierbei stellt die Governance-Verordnung der EU die rechtliche Grundlage für die Ausgestaltung der nationalen Energie- und Klimapläne dar. Bei der Umsetzung dieser nationalen Pläne sollte v. a. darauf geachtet werden, dass diese kohärent ausgestaltet sind und Zielkonflikte vermieden werden. Notwendig ist auch eine Neuorientierung der europäischen Klimagovernance bestehend aus Zielsetzungen für die (erweiterten) Sektoren des Emissionshandels und den Zielen auf Ebene der Mitgliedsstaaten im Rahmen der Effort Sharing Regulation. Dies betrifft insbesondere deren Weiterentwicklung (inklusive Ausgleichsmechanismus), das Zusammenspiel von marktlichen Instrumenten wie CO_2-Preisen und ordnungsrechtlichen Maßnahmen etwa in den Bereichen Industrie, Gebäude und Verkehr und gemeinsame europäische Initiativen etwa zum Ausbau der erneuerbaren Energien. Daraus dürften sich Konfliktlinien mit der bisherigen Langfriststrategie im Sinne des Klimaschutzgesetzes ergeben.

23. Aus Sicht der Expertenkommission ist insbesondere eine CO_2-preisbasierte Energiepreisreform als Leitinstrument für eine wirkungsvolle Klimapolitik der geeignete Rahmen zur Erreichung der langfristigen Ziele. Wichtig ist hierbei insbesondere die Integration des Brennstoffemissionshandels in den EU ETS, welche mit komplementären Maßnahmen flankiert werden sollte. Dabei ist v. a. auf ein sinnvolles Zusammenspiel zwischen dem EU ETS und anderen klimapolitischen Instrumenten sowie auf die Berücksichtigung von Verteilungswirkungen und einer gerechten Transformation zu achten. In Anbetracht der Corona-Pandemie sind auf die kurze Frist insbesondere sogenannte „No-regret“-Maßnahmen zu beachten. Diese sollten möglichst rasch umgesetzt werden und Investitionsprogramme, die der Abfederung der wirtschaftlichen Folgen durch die Corona-Pandemie dienen, sollten – soweit möglich und sinnvoll – auch Nachhaltigkeitskriterien genügen.

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

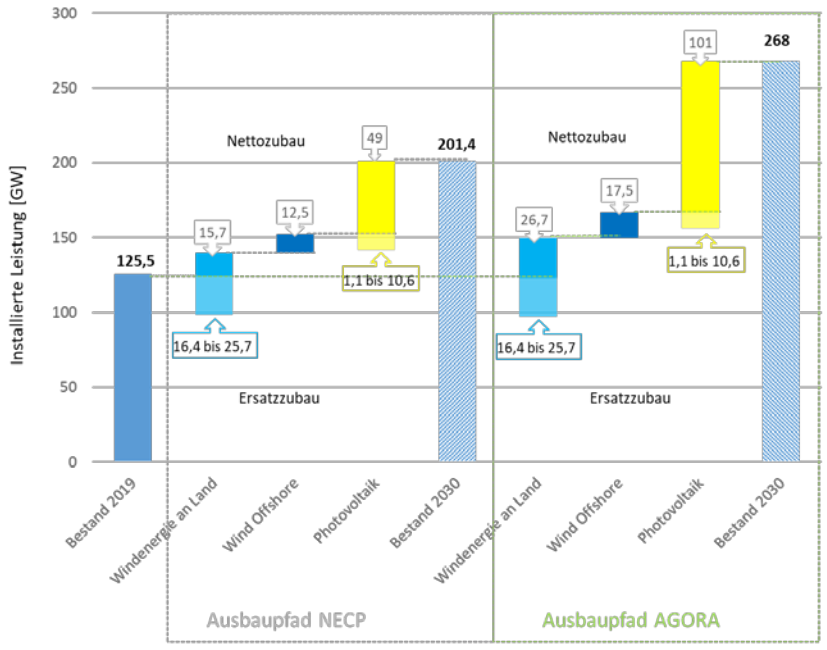
24. Als wesentlichen Baustein zum Erreichen der Klimaschutzziele 2030 auf europäischer und nationaler Ebene ebenso wie zum europäischen Ziel für den Anteil der erneuerbaren Energien 2030 sieht die Bundesregierung einen Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2030 von 65 % vor. Mit der Novellierung des Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG 2021) liegen Zielgrößen vor, die – sofern die Annahmen des NECP bezüglich des nicht weiter ansteigenden Bruttostromverbrauchs eintreffen – das Erreichen des 65 %-Ziels ermöglichen. Fraglich bleibt jedoch, ob mit dem EEG 2021 die geeigneten Rahmenbedingungen gesetzt werden, um diese Zielwerte auch in der Praxis zu erreichen. Dies betrifft zunächst den Ausbau der Photovoltaik, denn durch den durch Vorzieheffekte begünstigten Anstieg der Zubauraten in den Jahren 2019 und 2020 auf Grund des inzwischen aufgehobenen „52 GW-Deckels“, ist innerhalb von zwei Jahren die Vergütung für Neuanlagen stark zurückgegangen. Diesem Rückgang standen keine gleichwertigen Kostensenkungen bei der Anlagentechnologie gegenüber, so dass die wirtschaftliche Attraktivität von Dachanlagen stark gesunken ist. Die Höhe ihres Beitrags zur Zielerreichung ist aus heutiger Sicht demnach mit hohen Unsicherheiten behaftet. Anders im Freiflächensegment: Hier besteht innerhalb der EEG-Ausschreibungen ein hohes Angebots- und damit Wettbewerbsniveau. Deshalb ist die Erhöhung der Ausschreibungsvolumina samt moderater Verbesserungen im EEG 2021 wie die Erhöhung der maximal förderfähigen Anlagengröße oder die Verbreiterung der Flächenkulisse für Anlagen entlang von Autobahnen und Schienenwegen zu begrüßen. Zudem zeichnet sich eine erhöhte Zubaudynamik außerhalb des EEG und somit unabhängig von einem Fördersystem ab. Hier ist im Blick zu behalten, ob die Steuerungsmöglichkeiten auf kommunaler und regionalplanerischer Ebene ausreichen, um die Dimensionierung von Solarparks so zu steuern, dass die Akzeptanz vor Ort erhalten bleibt.

25. Noch wesentlich größere Herausforderungen für die Zielerreichung bestehen beim weiteren Ausbau der Windenergie an Land. Bei den Genehmigungsvolumina zeichnet sich zwar eine Erholung ab, entscheidend für die Wiederbelebung des Marktes ist jedoch die Beschleunigung der Genehmigungsverfahren und die Beseitigung weiterer Hürden. Besonders die Klärung von möglichen Problemlagen im Zusammenhang mit dem Natur- und Artenschutz sowie mit der Flugsicherung ist notwendig. Zudem werden Genehmigungen immer häufiger beklagt. Da hierbei verschiedene föderale Ebenen betroffen sind, ist der im EEG 2021 angelegte Kooperationsmechanismus zwischen Bund und Ländern, in dessen Rahmen erstmals eine regelmäßige, bundesweite Erfassung von für die Windenergie nutzbaren Flächen erfolgen soll, ein wichtiger Schritt ebenso wie die Möglichkeit der stärkeren finanziellen Teilhabe der Kommunen an den Erträgen. Da flexible Abstandsregelungen helfen, die Akzeptanz für die Windenergie an Land zu erhalten, empfiehlt die Expertenkommission den Bundesländern, auf eine Festlegung pauschaler Abstandsregelungen zu verzichten. Im Bereich der Offshore-Windenergie wurde und wird diskutiert, wie Zuschläge vergeben werden sollen, wenn alle Bieter Gebote von Null abgeben. Diese übernehmen dann Marktpreisrisiken, es liegt aber kein klares Differenzierungskriterium für die Zuschlagserteilung vor. Hier wurde in der Novellierung des Windenergie-auf-See-Gesetzes das Losverfahren festgelegt und damit keine der beiden im Fokus der Diskussion stehenden Optionen, Contracts for Difference (CfD) oder zweite Gebotskomponente, umgesetzt. Absehbar wird das Verfahren jedoch auf ein eindeutiges Differenzierungskriterium umgestellt werden müssen, wobei letztlich zwischen der Effektivität bei der Erreichung der Ausbauziele und der höheren Kosteneffizienz auf der Erzeugungsseite abzuwägen sein wird. Die Expertenkommission spricht sich indes klar für die Einführung einer zweiten Gebotskomponente aus. Es ist nicht Aufgabe der Politik, Marktrisiken zu eliminieren, sondern die Rahmenbedingungen so zu setzen, dass keine regulatorischen Risiken entstehen und die Marktrisiken für die Marktteilnehmer kalkulierbar bleiben. Für den weiteren Ausbau der Offshore-Windenergie erscheinen Contracts for Difference in diesem Sinne nicht zielführend.

26. Da bereits die Regelungen im Kontext des EEG 2021 teilweise für die gesetzten Ziele nicht ausreichend erscheinen, ist für die „Ambitionierung“ der Klimaschutzziele auf europäischer Ebene (Zielwert -55 %) bis 2030

zwingend nachzusteuern. Abbildung Z-4 stellt den im Nationalen Energie- und Klimaplan (NECP) angestrebten Kapazitätsausbau dem für das Erreichen eines ambitionierteren Klimaziels ausgewiesenen Ausbaupfad aus der Studie „Klimaneutrales Deutschland“ (Agora Energiewende, 2020) gegenüber. Dabei wird insbesondere bei der Windenergie an Land deutlich, welche zusätzlichen Ausbauerfordernisse durch den Ersatz alter Anlagen entstehen. Für Windenergie an Land sind dies ca. 16,4 GW, wenn von 25 Jahren Betriebsdauer ausgegangen werden kann bzw. 25,7 GW bei 20 Jahren. Ein Nachsteuern der Ziele betrifft dabei nicht nur den Ausbau in den Sparten Photovoltaik, Windenergie an Land und Offshore-Wind, die unter Berücksichtigung eines deutlich höheren Stromverbrauchswerts entgegen den Annahmen des NECP neu festgelegt werden müssen, sondern auch mögliche Mechanismen zur Stärkung der europäischen Kooperation. Da im europäischen Kontext ausreichend Erzeugungspotenziale vorhanden wären, geht es vorrangig um Impulse für eine gesteigerte Ausbaudynamik. Hier sind europäische Lösungen zu stärken, um nationale Aktivitäten besser zu ergänzen. Es gilt, verstärkt Optionen zu schaffen, die es Regionen mit besonders günstigen Bedingungen und vergleichsweise wenig Vorbehalten gegenüber Windenergie- und Photovoltaikfreiflächenanlagen ermöglichen, von einem wesentlich stärkeren Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung zu profitieren. Hierfür bedarf es einer Weiterentwicklung des bestehenden Regelwerks: Finanzierungsmechanismen, Fördermechanismen und insbesondere die Anrechenbarkeit der im europäischen Ausland getätigten Investitionen in erneuerbare Energieanlagen auf die nationalen Zielsetzungen einzelner Mitgliedstaaten sind zu klären. Eine Einbeziehung internationaler Ausbauoptionen darf dabei jedoch keinesfalls die Ambitionen des inländischen Ausbaus schwächen.

Abbildung Z-4: Vergleich der Ausbaupfade der erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten (Brutto- und Nettozubau) im NECP und Agora Energiewende (2020)



Quellen: NECP, Agora Energiewende (2020)

27. Mit den Innovationsausschreibungen zielt die Bundesregierung darauf ab neben einer technologieneutralen Ausgestaltung neue Preisgestaltungsmechanismen und Ausschreibungsmodalitäten zu erproben, die zu mehr Wettbewerb und mehr Netz- und Systemdienlichkeit führen sollen. Die erste erfolgte Ausschreibungsrunde hat ergeben, dass Photovoltaikanlagen und Photovoltaikanlagen mit Speicher die Innovationsausschreibungen

dominierten. Da erst eine Ausschreibungsrunde erfolgt ist und auf dieser Basis noch keine Schlüsse gezogen werden können, empfiehlt die Expertenkommission, die zentralen Elemente der Innovationsausschreibungen (fixe Markprämie, endogene Mengenrationierung, Anforderungen an Netz- und Systemdienlichkeit) nach der Durchführung weiterer Ausschreibungsrunden zeitnah zu evaluieren.

28. Die regionale Steuerung des EE-Ausbaus erfolgte bislang (EEG 2017) vorrangig über das „Netzausbaugebiet“ und das Referenzertragsmodell für die Windenergie an Land. Im EEG 2021 ist zudem vorgesehen, die sogenannte Südquote als steuerndes Element einzuführen, welches das „Netzausbaugebiet“ ersetzen und einen besser mit dem Netzausbau synchronisierten Erneuerbaren-Ausbau erreichen soll. Es bleibt offen, ob sich die Problematik der regionalen Steuerung des Zubaus durch das im EEG 2021 angepasste Referenzertragsmodell und die Südquote lösen lässt. So stehen dem Ausbau im Süden Deutschlands derzeit v. a. genehmigungsrechtliche Hürden und restriktive Abstandsregeln (10 H-Regelung in Bayern) im Weg. Zudem ist eine Weiterentwicklung der regionalen Steuerung wünschenswert, durch die Netzausbau- und -bewirtschaftungskosten bei der Allokationsentscheidung berücksichtigt werden. Dadurch würden Windenergiestandorte unter Umständen dichter an Lastzentren heranrücken. Hierfür ist das Instrument des Referenzertragsmodells nicht zielführend, da es lediglich erzeugungsschwächere Standorte begünstigt, die Netzsituation aber außen vorlässt. Jedoch kann eine Standortauswahl, die die Netzsituation berücksichtigt und in großen Teilen den Zubau verbrauchsnah in Süddeutschland voranbringt, zu substanziellen Effizienzgewinnen führen. Hierfür bedürfte es aber einer regional differenzierten Förderung für EE-Anlagen, z. B. durch ein regional differenziertes, erzeugerseitiges Netzentgelt für EE-Anlagen oder ein kombinatorisches Auktionsverfahren, das eine standortbezogene Differenzierung der Zuschlagspreise ermöglicht und so die Standortwahl ohne Einschränkung des Wettbewerbs verbessert. Beides würde etwaige Wettbewerbsprobleme im Rahmen des Ausschreibungssystems vermeiden und gleichzeitig den Zubau von Anlagen effizient steuern. Sollte der Regulierer zukünftig neben dem Netzausbau auch zielgerichtet über regionale Fördermechanismen für den EE-Ausbaus entscheiden, so ist eine koordinierte Betrachtung der Mechanismen zur Förderung erneuerbaren Energien mit dem Netzausbau anzustreben, insbesondere mittel- und langfristig.

29. Außerhalb des EEG wächst die Bedeutung von Power Purchase Agreements (PPA). Während diese bei der Windenergie vorrangig beim Weiterbetrieb von Anlagen nach dem Auslaufen der EEG-Förderdauer relevant sind, stellen sie bei Photovoltaik-Großanlagen außerhalb der EEG-Förderung häufig das zentrale Finanzierungsinstrument dar. Mit PPAs entwickelt sich ein Instrument für die Marktintegration von erneuerbaren Energien außerhalb der EEG-Förderung. Dies sollte durch eine Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen unterstützt werden, so dass ein schrittweiser Übergang zum vollständigen Verzicht auf die EEG-Förderung ermöglicht wird. Von besonderer Bedeutung ist hierbei ein verläßlich hoher CO_2-Preis durch verbindliche, ambitionierte Klimaschutzziele.

30. Entscheidend für das Erreichen der Ausbauziele - unabhängig vom Ambitionsniveau - ist die gesellschaftliche Akzeptanz von Erneuerbare-Energien-Anlagen, insbesondere von Windenergieanlagen an Land. Diese ist in Deutschland grundsätzlich hoch. Der überwiegende Teil der Bevölkerung bildet dabei eine schweigende Mehrheit, während nur wenige aktiven Widerstand gegen Erneuerbare-Energien-Projekte leisten. Um Akzeptanz bei lokaler Betroffenheit dauerhaft zu gewährleisten und die schweigende Mehrheit akzeptanzsteigernd zu aktivieren, müssen Vertrauen und Transparenz zwischen den beteiligten Akteuren hergestellt werden. Dies bedarf ausreichender Verfahrens- und Verteilungsgerechtigkeit. Anwohner sollten dafür frühzeitig in entsprechende Planungs- und Genehmigungsverfahren einbezogen werden, um ihnen ein Gefühl der Selbstwirksamkeit im Entscheidungsprozess zu vermitteln (Verfahrensgerechtigkeit). Finanzielle Beteiligungsmöglichkeiten, wie erstmals im EEG 2021 vorgeschlagen, stellen gleichzeitig sicher, dass Anwohner vom wirtschaftlichen Nutzen der Anlage vor Ort profitieren können (Verteilungsgerechtigkeit).

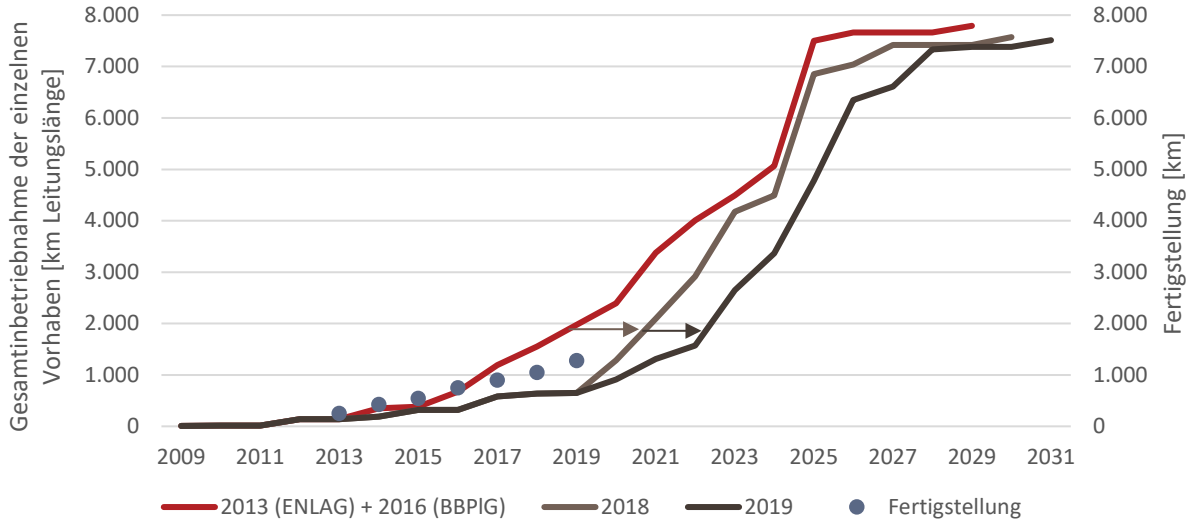
Netzinfrastruktur

31. Für ein funktionierendes Energiesystem spielt die Netzinfrastruktur eine zentrale Rolle. Diese liegt in der Verantwortlichkeit der Netzbetreiber, die der Regulierung durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) unterliegen. Zu den zentralen Aufgaben gehören neben dem sicheren Netzbetrieb auch die Wartung und Optimierung des Bestandsnetzes sowie der zusätzliche Netzausbau, um die Netzinfrastruktur auf ein klimaneutrales Deutschland im Jahr 2050 auszurichten.

32. Wie im Monitoring-Bericht dargestellt, ist die Zuverlässigkeit der Netzinfrastruktur in Deutschland im Hinblick auf Netzstabilität und -qualität weiterhin auf einem sehr hohen Niveau. Allerdings stellen die absehbaren Entwicklungen der kommenden Jahre den Ausbau und sicheren Betrieb der Netze vor große Herausforderungen, wie u. a. der Atomausstieg bis 2022, der Kohleausstieg bis spätestens 2038, der weiter voranschreitende EE-Ausbau (insb. Wind Offshore), die gesetzlich vorgeschriebene Erhöhung der EU-Handelskapazitäten und die Zunahme transeuropäischer Transitflüsse. Vor diesem Hintergrund ist ein kontinuierliches Monitoring der Auswirkungen auf Mengen und Kosten des Engpassmanagements von großer Bedeutung, da diese als Indikator für die Netzüberlastung gelten und über das Netzentgelt von den Endkunden bezahlt werden. Zukünftig können Engpassmanagementmaßnahmen wie Redispatch oder Einspeisemanagement aber auch im Rahmen der Flexibilisierung des Energiesystems herangezogen werden, z. B. wenn deren Einsatz zu geringeren erwarteten Kosten führt als der ansonsten notwendige Netzausbau. Daher empfiehlt die Expertenkommission die Entwicklung eines aussagekräftigeren Indikators für die Funktionsfähigkeit der Netzinfrastruktur, wie z. B. einen Indikator, der die Abweichungen von der Normspannung erfasst, die noch nicht zu einem Totalausfall der Versorgung führen.

33. Im April 2019 wurde das Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus (NABEG) novelliert, welches durch die deutliche Verkürzung der behördlichen Verfahren zu einem schnelleren Netzausbau führen soll. Die Auswertung des Netzausbaumonitorings zeigt allerdings, dass sich die geplante Gesamtinbetriebnahme der gesetzlich vorgeschriebenen Leitungsvorhaben nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) und dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) auch 2019 weiter verzögert hat (vgl. Abbildung Z-5). Vor diesem Hintergrund ist zu begrüßen, dass das BMWi ein vorausschauendes Controlling beim Netzausbau für alle Leitungsvorhaben eingeführt hat, welches Beschleunigungspotentiale heben und rechtzeitig Maßnahmen ergreifen soll, um weitere Verzögerungen beim Netzausbau zu vermeiden. Eine regelmäßige und transparente Veröffentlichung des Stands bei den im Controlling festgesetzten Meilensteinen wird empfohlen.

Abbildung Z-5: Realisierter Netzausbau und sukzessive Anpassung der Zielpfade der Gesamtinbetriebnahme nach EnLAG und BBPlG



Anmerkung: Stand des Ausbaus und der Zielpfade jeweils zum Ende des Kalenderjahres. 2013 (2016) fand das erste Netzausbaumonitoring für die Vorhaben nach ENLAG (BBPlG) statt. Im realisierten Netzausbau (Sekundärachse) sind auch fertiggestellte Teilabschnitte einzelner Leitungen ausgewiesen, die noch nicht notwendigerweise in Betrieb sind.
Quellen: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA (2013, 2017, 2019, 2020)

34. Um die Netzausbaukosten zu senken und die Akzeptanz zu steigern, setzt die Bundesregierung vermehrt auf die Potentiale zur Optimierung des Bestandsnetzes, wie es aktuell z. B. schon bei den Ad-Hoc-Maßnahmen (u. a. Phasenschiebertransformatoren (PSTs), Netz-Booster oder das Freileitungsmonitoring) im Netzentwicklungsplan (NEP) vorgesehen ist. Für eine effiziente Nutzung solcher Netzoptimierungsmaßnahmen ist eine Überarbeitung der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) notwendig, um für die Netzbetreiber eine Anrechenbarkeit der Maßnahmen zur Refinanzierung durch die Netzentgelte zu ermöglichen und somit Anreize zu schaffen, dass solche Optionen auch zum Einsatz kommen.

35. Ende 2019 wurde der NEP 2019-2030 für das Zieljahr 2030 von der BNetzA bestätigt, der erstmals die Realisierung des 65 %-Anteils der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030 voraussetzt und dafür den erforderlichen Ausbau des Übertragungsnetzes identifiziert, der in den Bundesbedarfsplan aufgenommen werden soll. Anfang 2020 startete mit der Veröffentlichung des Szenariorahmenentwurfs der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) für den NEP 2021-2035 und dessen Genehmigung durch die BNetzA der siebte Durchgang der Bedarfsermittlung. Dieser fokussiert auf das Zieljahr 2035 und unterstellt eine deutlich ambitioniertere Entwicklung der Energiewende, die u. a. auch den Green Deal und die deutsche Wasserstoffstrategie berücksichtigt. Die Expertenkommission empfiehlt, die Verschärfung der Klimaschutzziele für Deutschland und deren Auswirkungen auch kurz- bis mittelfristig noch einmal zu evaluieren und durch Aufnahme eines Zwischenjahrs 2030 in den NEP 2021-2035 eine Kongruenz der Zeithorizonte herzustellen. Dabei wäre ein Szenario mit schnellerem marktgetriebenem Ausstieg aus der Kohleverstromung bis zum Jahr 2030 zu berücksichtigen.

36. Neben der Umstellung auf Redispatch 2.0 (d. h. die Einbindung von EE- und KWK-Anlagen ab einer Leistung von 100 kW in den Redispatch-Prozess) zum 1. Oktober 2021 steht mit der gesetzlich vorgeschriebenen Erhöhung der für den Stromhandel verfügbaren grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten auf 70 % bis 2025 aktuell ein wichtiger Prozess an, welcher im Monitoring-Bericht der Bundesregierung nur unzureichend berücksichtigt wurde. Insbesondere die Umsetzung der Maßnahmen aus dem „Aktionsplan Gebotszone“ zur Erreichung

des verbindlichen Zielpfades zur Steigerung der internationalen Handelskapazitäten kann in den kommenden Jahren weitreichende Auswirkungen auf den Netzbetrieb haben und erfordert eine große Kraftanstrengung aller beteiligten Akteure. Bei Nichterreichung droht gemäß der EU-Verordnung über den Elektrizitätsbinnenmarkt (EU 2019/943) eine Aufteilung der deutschen Gebotszone, was es nach Ansicht der Expertenkommission zu verhindern gilt. Dennoch sind auch für den aktuellen Strommarkt 2.0 mit einer Gebotszone und einem zentral von den ÜNB organisierten Redispatch 2.0 zunehmende Ineffizienzen (z. B. fehlende regionale Anreize) und Kosten zu erwarten, die durch Netzausbau allein nur teilweise zu beheben sind. Statt einer starren Aufteilung in Gebotszonen sollte alternativ verstärkt auf regionale marktorientierte Anreize für Flexibilität gesetzt werden. Hierzu sind schon viele Ansätze in Erprobung, z. B. im Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie“ (SINTEG), die zeigen, dass Potenzial für regionale Flexibilität vorhanden ist. Die Expertenkommission empfiehlt zu prüfen, wie dieses Potenzial genutzt werden kann und durch eine Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens die Wirtschaftlichkeit von Investitionen in regionale Flexibilität dauerhaft gewährleistet werden kann.

37. Mit Blick auf das Ziel der Klimaneutralität im Jahr 2050 ist ein schneller und auf europäischer Ebene langfristig koordinierter Ausbau der Stromnetze erforderlich, um diese an den Anforderungen des zukünftigen Energiesystems auszurichten und die Ausbauziele bei den erneuerbaren Energien erreichen zu können. Zudem werden Speicher mit verschiedenen Volumina benötigt, um eine zeitliche Unabhängigkeit von Erzeugung und Verbrauch insbesondere im Bereich der Stromversorgung zu ermöglichen und damit die Netze zu entlasten sowie die Kosten der Netzsystemdienstleistungen zu reduzieren. Neben den Stromnetzen müssen allerdings auch die Infrastrukturen für den Transport, die Verteilung und die Speicherung von Wasserstoff und synthetischen Energieträgern frühzeitig angepasst und ausgebaut werden (als „No-regret“ Maßnahme, vgl. Kapitel 3), wobei aus Effizienzgründen zunächst – wo möglich – eine Umrüstung bestehender Infrastrukturen (insb. Gasnetze) anzustreben ist.

Versorgungssicherheit

38. Bei der „Versorgungssicherheit Strom“ müssen Netze und Erzeugungskapazitäten sowie deren Zusammenspiel betrachtet werden. Deshalb sind die aktuelle und zukünftig zu erwartende Versorgungssicherheit sowie die Reservemechanismen und Regelleistungsmärkte als wichtige Instrumente zu deren Sicherstellung zu bewerten. Wie im Monitoring-Bericht dargestellt, ist die Versorgungssicherheit in den Jahren 2018 und 2019 auch im internationalen Vergleich weiterhin sehr hoch, was u. a. auf die aktuell noch verfügbaren Kapazitäten bei der konventionellen Stromerzeugung zurückzuführen ist. Das wird sich zukünftig durch den gesetzlich geregelten Atom- und Kohleausstieg allerdings ändern. Daher ist in den kommenden Jahren insbesondere ein vorausschauendes Monitoring der Versorgungssicherheit unerlässlich. Der aktuelle Monitoring-Bericht bewertet die Versorgungssicherheit auf Basis des $SAIDI_{EnWG}$-Strom („System Average Interruption Duration Index“), der die Vergangenheit betrachtet und ungeplante Unterbrechungen von mehr als drei Minuten berücksichtigt. Allerdings können auch Versorgungsausfälle unter drei Minuten zu volkwirtschaftlichen Schäden führen. Die Expertenkommission regt, wie schon in den vergangenen Jahren, an, auch andere Indikatoren heranzuziehen, wie z. B. den Indikator der „Loss of Load Expectation“ (LOLE). Mit der Abkehr von konventionellen Energieträgern können (synthetisches) Gas und Wasserstoff eine immer wichtigere Rolle für die Versorgungssicherheit spielen und sollten in eine vorausschauende Betrachtung im Monitoring-Bericht der Bundesregierung Eingang finden.

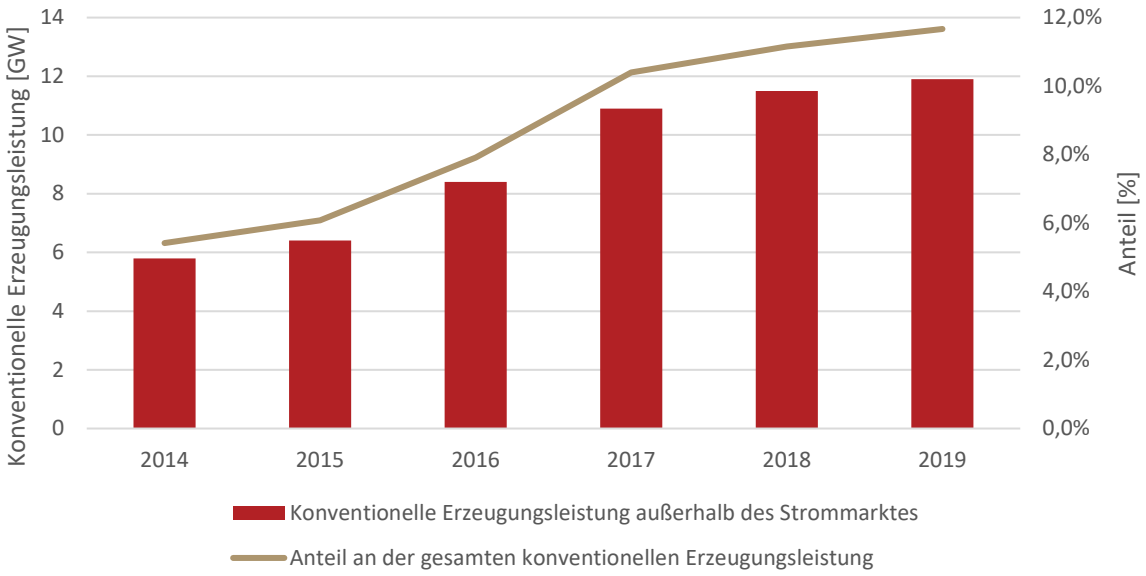
39. Als Grundlage für den Monitoring-Bericht zur Versorgungssicherheit hat das BMWi eine Studie in Auftrag gegeben, die den Zeitraum bis 2030 in den Blick nimmt und verschiedene Szenarien bzgl. Versorgungssicherheit betrachtet. Diese Analyse kam zu dem Ergebnis, dass die Versorgungssicherheit auch zukünftig, basierend auf der Anfang 2019 erwarteten Entwicklung der Energiewende, zu jeder Zeit gegeben ist. Allerdings wurde noch nicht die Verschärfung der Klimaziele berücksichtigt, die durch den Green Deal auch auf Deutschland zukommen

dürften. Daher empfiehlt die Expertenkommission der Bundesregierung, vor diesem Hintergrund zeitnah weitere Untersuchungen zu veranlassen.

40. Einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit in allen analysierten Szenarien der oben genannten Studie leistet der Ausgleichseffekt aus dem engen Austausch mit den Nachbarländern innerhalb des europäischen Strom-Binnenmarkts. Durch die Möglichkeit des internationalen Stromhandels ist in Summe deutlich weniger Kapazität nötig, als wenn jedes Land autark seine Versorgungssicherheit gewährleisten müsste. Dies unterstreicht die Bedeutung des Strom-Binnenmarktes und der Gesamtbetrachtung im europäischen Kontext. Gerade Extremwettersituationen, die auch heute schon durch den Klimawandel zunehmen, können zu einer hohen Gleichzeitigkeit ungewünschter Effekte innerhalb größerer Regionen in Europa führen. Vor diesem Hintergrund begrüßt die Expertenkommission den engen Austausch der Bundesregierung mit den Nachbarn im Rahmen des Pentalateralen Forums. Der Monitoring-Bericht der Bundesregierung geht hier allerdings nicht näher auf die aktuellen Entwicklungen ein. In ihrem letzten Bericht hat die Expertenkommission die Ergebnisse des „Mid-term Adequacy Forecast“ (MAF) 2018 zur Beurteilung der Versorgungssicherheit herangezogen. Inzwischen wurden der MAF 2019 und der MAF 2020 sowie das 3. „Generation Adequacy Assessment“ des Pentalateralen Energieforums veröffentlicht. Alle drei Studien betrachten das Zieljahr 2025 und weisen in ihrem jeweiligen Grundszenario sehr niedrige LOLE-Werte für Deutschland und seine Nachbarstaaten aus, zeigen aber auch, dass Änderungen der Kapazitäten in einzelnen Ländern aufgrund nationaler Maßnahmen deutliche Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit der Nachbarstaaten haben können. Gemäß des im „Clean Energy Package“ ab 2021 vorgesehenen „European Resource Adequacy Assessment“ (ERAA) müssen die Datengrundlage, die Methodik und die Auswahl von zusätzlichen Szenarien zur Sensitivitätsanalyse allerdings noch weiterentwickelt werden, um eine vollumfängliche Beurteilung der Versorgungssicherheit auf europäischer Ebene gewährleisten zu können. Die Expertenkommission empfiehlt für zukünftige Monitoring-Berichte, die Entwicklungen und die Ergebnisse unterschiedlicher Studien auf europäischer Ebene in die Beurteilung der Versorgungssicherheit einzubeziehen.

41. Der Monitoring-Bericht legt dar, dass in den letzten Jahren zunehmend Reservekapazitäten von Seiten der Netzbetreiber beschafft wurden, welche die Funktionsweise des Strommarktes 2.0 sichern sollen. Diese werden über das Netzentgelt finanziert und belasten den Endverbraucher zusätzlich. Im Oktober 2020 kam nun die Kapazitätsreserve dazu, die eingesetzt wird, falls sich am Markt kein ausreichendes Angebot zur Deckung der Nachfrage einstellt. Dadurch steigt der Anteil der Kraftwerkskapazitäten im Verantwortungsbereich der ÜNB weiter, was im Grunde dem Prinzip eines „Energy Only“-Marktes und dem Unbundling-Gedanken widerspricht. Auch 2019 ist der Anteil der außerhalb des Marktes gebundenen Kraftwerkskapazitäten weiter gestiegen (vgl. Abbildung Z-6). Die Bundesregierung sollte sicherstellen, dass auch am Markt für privatwirtschaftliche Akteure genügend Anreize bestehen, bei knappen Kapazitäten am richtigen Ort zu investieren. Dafür kann es notwendig sein, über regional differenzierte Anreize nachzudenken. Außerdem ist eine freie Preisbildung am Stromgroßhandelsmarkt, ohne eine restriktive obere Preisschranke, für Investitionsanreize bedeutsam.

Abbildung Z-6: Übersicht über die außerhalb des Marktes gebundenen Kraftwerkskapazitäten



Quellen: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA/BKartA (2014, 2016a, 2016b, 2017, 2019, 2020)

42. Für die Systemsicherheit als wesentliches Element der Versorgungssicherheit spielen die Regelleistungsmärkte eine wichtige Rolle, mit deren Hilfe Abweichungen von der Netzfrequenz adressiert werden. Für einen effizient funktionierenden Markt ist insbesondere das Beschaffungsdesign wichtig, welches seit 2018 mehrfach umgestellt wurde. Die Expertenkommission empfiehlt, diese Entwicklungen zukünftig im Monitoring-Bericht zu diskutieren und zu bewerten. Gerade wenn das Beschaffungsdesign zu niedrigen Arbeitspreisen führt, kann das zu verzerrten Anreizen für die Bilanzkreistreue der Bilanzkreisverantwortlichen führen, was im Juni 2019 zu beobachten war. Die Implementierung einer Verpflichtung zur Bilanzkreistreue, z. B. durch Sanktionierung bei Fehlverhalten, ist von entscheidender Bedeutung, da dies zu einer angemessenen Bepreisung von Flexibilitätsoptionen führt und damit langfristig Versorgungssicherheit schafft. Im November 2020 wurde in Deutschland der Regelarbeitsmarkt eingeführt, sodass nun eine separate Beschaffung von Regelleistung (am Vortag) und Regelarbeit (bis 60 Minuten vor dem Realisierungszeitpunkt) erfolgt. Vor diesem Hintergrund erachtet die Expertenkommission ein enges Monitoring der weiteren Entwicklungen für notwendig, um bei Fehlentwicklungen rechtzeitig reagieren zu können. Das Marktdesign für die Beschaffung und den Einsatz der Regelleistung sollte so ausgestaltet sein, dass Bilanzkreisverantwortliche einen Anreiz haben, ihren Bilanzkreis vor dem Erfüllungszeitpunkt so gut wie möglich auszugleichen, z. B. über den Intraday-Markt oder durch Verbesserung ihrer Prognose-Tools.

Energieeffizienz

43. Die bisherigen Monitoring-Berichte der Bundesregierung haben regelmäßig die zu geringen Fortschritte bei der Endenergieeffizienz offengelegt und die Expertenkommission hat in ihren Kommentierungen ebenso regelmäßig diesen Missstand beklagt und mehr Anreize gefordert, um die Entwicklung in die gewünschte Richtung zu lenken. Die im Energiekonzept der Bundesregierung angestrebte Steigerung der Endenergieproduktivität um jahresdurchschnittlich 2,1 % wird weiterhin deutlich verfehlt, wie Abbildung Z-7 verdeutlicht. Sie nahm im Durchschnitt der Jahre 2008 bis 2019 lediglich um rund 1,3 % (bereinigt 1,2 %) zu. Um die Lücke zur Zielerreichung im

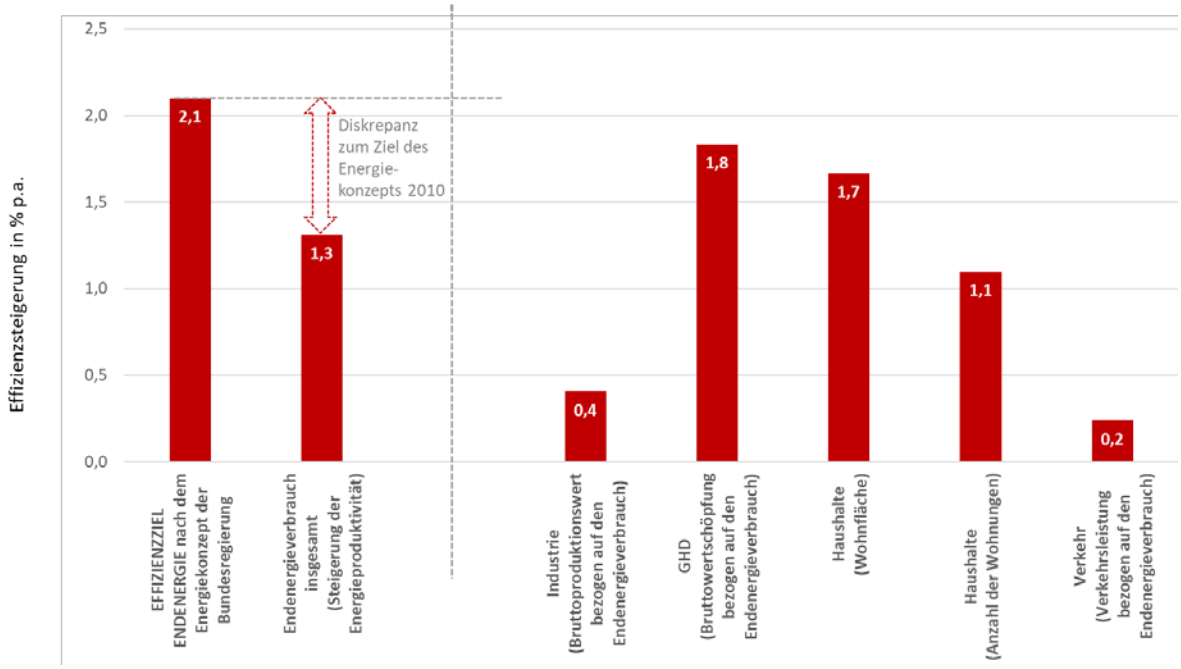
Jahr 2020 zu schließen, wäre vom Jahr 2019 zum Jahr 2020 eine Steigerung um rund 6 % erforderlich gewesen. Dies erscheint selbst vor dem Hintergrund der Corona-Pandemie kaum möglich.

44. Um bis 2030 auf den Zielpfad zu gelangen, müsste die Zunahme der Endenergieproduktivität noch annähernd um den Faktor 3 gesteigert werden. Eine derartige Entwicklung setzt eine deutliche Verminderung des Endenergieverbrauchs voraus, die aus Sicht der Expertenkommission mit den bisher umgesetzten und beschlossenen Maßnahmen nach dem NECP kaum zu realisieren sein wird. Bisher ist nur bei den privaten Haushalten eine leicht rückläufige Entwicklung des Endenergieverbrauchs festzustellen, während er in der Industrie praktisch stagniert und im Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen sowie v. a. im Verkehr eher steigende Tendenzen aufweist (vgl. auch Kapitel 9).

45. In den vergangenen zehn Jahren ist der witterungsbereinigte Energieverbrauch im Gebäudebereich (nach der Definition des Bundeswirtschaftsministeriums) zwar um 6,6 % zurückgegangen, im Jahr 2019 wurde den Daten zufolge jedoch wieder 0,5 % mehr Energie benötigt als im Jahr zuvor. Ähnlich wie beim gesamten Endenergieverbrauch kann auch in der Sparte, die auf Gebäude entfällt, kaum von einer Effizienzsteigerung gesprochen werden. Vor diesem Hintergrund ist es umso bemerkenswerter, dass der NAPE 2.0 weder für den Energieverbrauch im Gebäudebereich insgesamt, noch für die Subsektoren Haushalte, GHD oder Industrie oder Anwendungsbereiche eigene Effizienzziele enthält.

46. Abbildung Z-7 verdeutlicht die Entwicklung der Energieeffizienz in den einzelnen Endenergieverbrauchssektoren, ausgedrückt als jährliche Steigerung gegenüber dem Zielbasisjahr 2008. Hier wird die erhebliche Abweichung insbesondere von dem im Energiekonzept der Bundesregierung 2010 formulierten Ziel der Endenergieproduktivitätssteigerung von jährlich 2,1 % deutlich. Auch in den Einzelsektoren werden die Zielsetzungen entweder nicht erreicht oder sie tragen in zu geringem Maße zur Erreichung des Gesamtziels bei.

Abbildung Z-7: Entwicklung der Energieeffizienz in einzelnen Endenergieverbrauchssektoren vom Zielbasisjahr 2008 bis 2019



Quellen: Eigene Darstellung auf Basis von AGEB (2020a, 2020b), Destatis (2020)

Verkehr

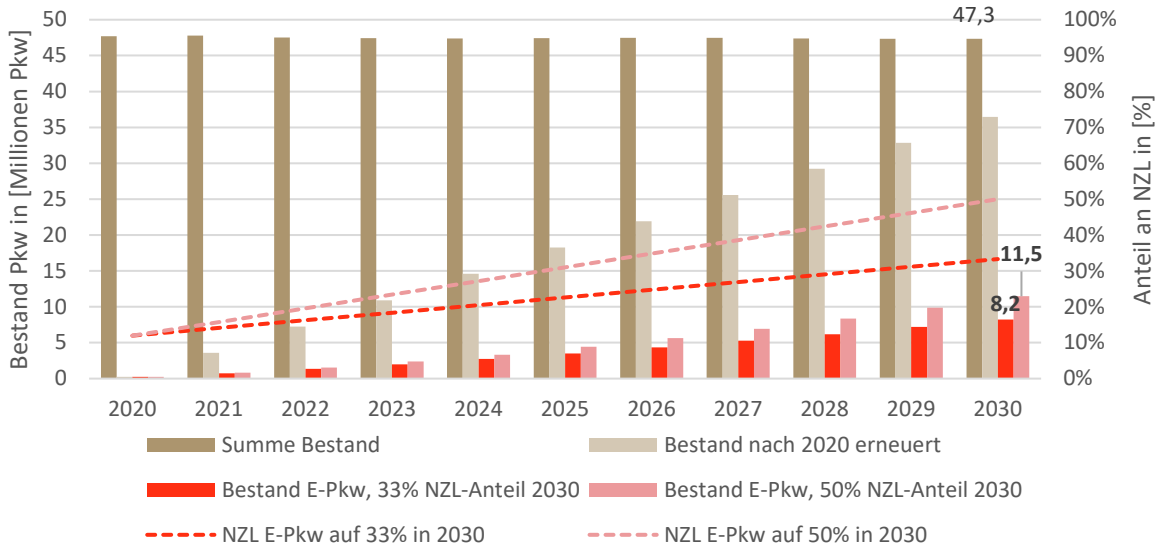
47. Endenergieverbrauch und Treibhausgasemissionen im Verkehr sind über die letzten Jahre praktisch unverändert geblieben. Im Jahr 2019 lagen die Emissionen bei 163 Mio. t CO_2. Grund dafür sind die gestiegene Verkehrsleistung im Personen- und Güterverkehr sowie der anhaltende Trend zu immer größeren und schwereren Fahrzeugen im motorisierten Individualverkehr. Diese Effekte führen zu einem Anstieg der Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor, der durch Effizienzsteigerungen und den Einsatz von Biokraftstoffen nicht abgefangen wird. Vielmehr sind die Erfolge sowohl bei der Steigerung der spezifischen Effizienz der Fahrzeuge als auch bei der Verlagerung von der Straße auf die Schiene und damit vom fossilen Kraftstoff hin zum Strom überkompensiert worden.

48. Die Veränderungen im Verkehrsbereich erfolgen nur langsam. Ursachen dafür sind lange Entwicklungszeiten für Technologien, langer Verbleib vorhandener Technologien im Markt, lange Entwicklungs- und Vorlaufzeiten für den Aufbau von langlebigen Infrastrukturen und die Persistenz von Verhaltensweisen seitens der Verkehrsteilnehmer. Mittel- und langfristige Trends spielen deshalb für die Abschätzung des Beitrags des Verkehrs zum Klimaziel der Bundesregierung eine wichtige Rolle. Umso bedeutsamer ist frühzeitiges und zügiges Handeln für den Klimaschutz, verbunden mit Entscheidungen, an denen sich Bürgerinnen und Bürger ebenso wie Unternehmen im Hinblick auf Technologien, Preise und Steuerungsmaßnahmen beizeiten orientieren können.

49. Treiber des kontinuierlichen Wachstums der Nachfrage nach Mobilität und Transportleistungen sind demografische und sozio-ökonomische Entwicklungen – Bevölkerungszunahme, veränderte Altersstrukturen, wachsende Zahlen bei den Erwerbstätigen, steigende Haushaltseinkommen –, aber auch Verhaltensänderungen. Im Personenverkehr wächst die Nachfrage moderat, aber kontinuierlich. Dabei bleibt der Pkw wichtigstes Verkehrsmittel im Mobilitätsalltag, auch wenn die Anzahl der Wege mit dem Fahrrad und dem ÖPNV zugenommen hat. Besondere Bedeutung haben das Wachstum der Metropolregionen und die damit verbundenen Pendelverkehre hinsichtlich der Zunahme an Pkw-Fahrleistung. Der Anteil der Haushalte mit Pkw liegt relativ stabil bei knapp 80 %, jedoch wächst die Zahl der Pkw in diesen Haushalten. Die Erwartung, dass der Pkw-Besitz durch Konzepte wie Carsharing und andere neue Mobilitätsdienstleistungen überflüssig wird, trifft nur auf Teilgruppen der Gesellschaft v. a. im urbanen Raum zu.

50. Neuzulassungen von Pkw mit Elektroantrieb in Höhe von 7-10 Mio.Fahrzeugen bis zum Jahr 2030 stellen ein ambitioniertes Ziel dar. Die Expertenkommission sieht die gesetzten Maßnahmen der Bundesregierung im Rahmen des Klimaschutzprogrammes 2030 als zweckdienlich an, um die Initialisierung des E-Fahrzeug-Marktes voranzubringen. In dieser Phase müssen Fahrzeuge mit elektrischem Antrieb in der Konkurrenz zu konventionellen Fahrzeugen allerdings Akzeptanz bei den Kunden finden und sich am Markt durchsetzen, um das gesetzte Ziel tatsächlich zu erreichen. Die Maßnahmen könnten in ihrer Wirkmächtigkeit durch eine Verteuerung von fossilem Kraftstoff unterstützt werden. Die derzeit festgelegten Zertifikatspreise im Brennstoffemissionshandelsgesetz liefern hierzu aber keinen ausreichenden Anreiz. Abbildung Z-8 zeigt mögliche Diffusionsszenarien, in denen unterschiedliche Neuzulassungsanteile in ihrer Auswirkung auf den Bestand abgebildet werden.

Abbildung Z-8: Mögliche Entwicklungen bei der Diffusion von E-Pkw



Hinweis: Diffusion von E-Pkw basierend auf angenommenen Neuzulassungsanteilen von BEV und PHEV, die in 2030 33 % bzw. 50 % der gesamten Neuzulassungen (NZL) erreichen.
Quelle: Datenbasis KBA (2020), eigene Berechnung der Flottenentwicklung

51. Die erwartete Entwicklung der Fahrzeugflotten wird für die Erreichung der Klimaziele im Verkehr nicht ausreichend sein; im Personenverkehr ist daher darüber hinaus eine Verlagerung vom motorisierten Individualverkehr (MIV) auf den öffentlichen Verkehr notwendig. Die Erhöhung der Mittel des Bundes im Rahmen der Regionalisierungsmittel und des Gemeindeverkehrsfinanzierungsgesetzes (GVFG) lassen eine deutliche angebotsseitige Stärkung des Umweltverbundes erwarten, auch wenn angesichts langer Planungs- und Umsetzungszeiträume fraglich ist, in welchem Umfang die THG-Minderungseffekte bis zum Jahr 2030 schon ausgeschöpft werden können. Im Nahverkehr kann dies unter sehr optimistischen Annahmen zu einem Wachstum im ÖPNV von 33 % bei einem Minus des MIV von 12 % gegenüber der Referenzentwicklung 2030 führen. Eine darüberhinausgehende Verlagerung ist mittelfristig nicht umsetzbar, da das Wachstum v. a. zu den Hauptverkehrszeiten erfolgen müsste, die bereits jetzt in vielen Städten und Regionen einer Überlast unterliegen bzw. vor der Corona-Pandemie davon geprägt waren. Im Personenfernverkehr hält die Expertenkommission eine stärkere Verlagerung auf die Schiene in der Größenordnung von etwa 20 % gegenüber der Referenzentwicklung 2030 (+40 % gegenüber 2015) für möglich. Dies würde mit einer Abnahme der Pkw-Fahrleistung von 5-10 % einhergehen. Notwendig ist in jedem Fall eine Kombination aus „Push&Pull“-Maßnahmen, die auf kommunaler und Länderebene initiiert und umgesetzt werden, aber oft eines gesetzlichen Rahmens auf Bundesebene bedürfen. Vor diesem Hintergrund sind aus Sicht der Expertenkommission ergänzende Entwicklungen zu begrüßen wie bspw. die Tatsache, dass das Verkehrsministerium nunmehr die grundsätzliche Möglichkeit erhalten hat, Infrastrukturprojekte der Länder und Kommunen vor Ort zu fördern.

52. Im Güterverkehr auf der Straße wird – nicht zuletzt angesichts des weiteren Wachstums – der größere Anteil der THG-Minderung aus dem Antriebswechsel resultieren. Für die Lkw im Fernverkehr hält die Expertenkommission die getroffenen Maßnahmen und Ziele von 30 % elektrischer Fahrleistung aus dem NECP für sehr ambitioniert. Einerseits ist die Marktreife von elektrischen und anderen alternativen Antrieben im Fernverkehr noch nicht erreicht. Andererseits operieren die Akteure der Güterfernverkehre in einem kompetitiven Marktumfeld und müssen sich kostenseitig an einer Leistungserbringung mittels Diesel-betriebener Lkw messen. Vor

diesem Hintergrund bietet das „Gesamtkonzept Klimafreundliche Nutzfahrzeuge“ im Dreiklang von alternativen Antrieben, Lade- und Tankinfrastruktur sowie CO_2-gespreizte Maut einen Lösungsansatz, der allerdings einer konsequenten und zeitnahen Umsetzung bedarf – langfristig sollte angestrebt werden, den Verkehr in den Emissionshandel zu integrieren. Wie sich die alternativen Antriebe am Markt durchsetzen können, wird ganz entscheidend vom Auf- und Ausbau der Infrastrukturen in einem gesamteuropäischen Kontext abhängen. Eine grundsätzliche Wirkung auf die Akzeptanz alternativer Antriebe durch Logistikdienstleister ist von den jüngsten Entscheidungen auf EU-Ebene zur Flexibilisierung der Lkw-Maut zu erwarten, die den Mitgliedsstaaten eine Spreizung der Gebühren entsprechend dem CO_2-Ausstoß eines Lkw erlaubt.

53. Den notwendigen Aufbau von Infrastrukturen für die alternativen Energieträger Strom, Wasserstoff und Erdgas regelt auf europäischer Ebene die Richtlinie AFID (Alternative Fuels Infrastructure Directive) aus dem Jahr 2014. Neben dem Aufbau von Ladeinfrastruktur in der Fläche ist der Ausbau von Schnellademöglichkeiten v. a. an Hauptverkehrsachsen erforderlich, um das Elektrofahrzeug auch für längere Strecken sowohl in Deutschland als auch in Europa tauglich zu machen. An den Standorten von öffentlichen Ladepunkten muss die künftige Skalierbarkeit des Netzanschlusses gewährleistet sein. Der Ausbau von Wasserstofftankinfrastruktur ist ebenfalls europäisch anzugehen. Hierbei ist besonders auf die Kompatibilität der Wasserstofftankinfrastruktur für Pkw und Lkw zu achten. Zur mittel- und langfristigen Hebung der Marktpotenziale von Brennstoffzellenfahrzeugen im Schwerlastverkehr ist eine länderübergreifende Wasserstofftankinfrastruktur entlang der europäischen Hauptverkehrsadern unverzichtbar, die effizient verschiedene Tanksysteme für unterschiedliche Nachfrager bzw. Fahrzeuge kombiniert.

54. Selbst unter sehr optimistischen Annahmen wird eine Lücke beim Klimaschutzziel der Bundesregierung für 2030 offenbleiben, wenn allein technologische Maßnahmen zum Einsatz kommen. Verkehrsvermeidung und Verkehrsverlagerung sind gebunden an Verhaltensänderungen und betreffen damit Gewohnheiten und Routinen der Menschen, aber auch gängige Prozesse im gewerblichen Kontext. Aus diesem Grund ist die Einführung von entsprechenden Steuerungsmaßnahmen in der Regel mit Widerständen verbunden, die durch eine partizipative Herangehensweise aufgefangen werden können. Nachfrageseitige Optionen sollten in den Monitoring-Berichten systematisch adressiert werden und insbesondere im Fortschrittsbericht entsprechende Maßnahmenvorschläge entwickelt werden. Ein großer Teil der Maßnahmen, die Verhaltensänderungen adressieren, werden auf kommunaler Ebene initiiert und umgesetzt, so beispielsweise die Bewirtschaftung von Parkraum oder der Ausbau von Fahrradinfrastrukturen. Die Expertenkommission unterstützt die wachsenden Bemühungen zu mehr Flexibilität im Zusammenspiel von Bund, Ländern und Kommunen bei der Umsetzung von Maßnahmen. Längst überfällig ist allerdings die Schaffung einer gesetzlichen Grundlage auf Bundesebene, die Kommunen die Erhebung von Straßenbenutzungsgebühren ermöglicht.

55. Die Verlagerung von Straßengüterverkehr auf die Schiene stellt ebenfalls eine Form der Elektrifizierung des Güterverkehrs dar. Die Weichen zur Erreichung des ambitionierten Ziels einer Steigerung im Schienengüterverkehr um 50 % bis 2030 (bezogen auf 2015) stellt der Masterplan Schienenverkehr. Dabei könnten verschiedene technische Maßnahmen das Verlagerungspotenzial weiter erhöhen, aber auch hier gilt, dass Wirkungen erst mittel- bis langfristig zu erwarten sind. Mittelfristig umsetzbares Verlagerungspotenzial entstünde mit dem Ausbau des kombinierten Verkehrs (KV), v. a. KV Straße und Schiene. Die Expertenkommission empfiehlt, hierfür zeitnah zusätzliche Prototypen in Feldtests zu entwickeln und zu testen. In einer längeren Perspektive und bei zusätzlichen Investitionen und begleitenden Maßnahmen könnte insgesamt sogar eine zusätzliche Verlagerung von 30 % der Straßengüterverkehre gegenüber dem Klimaschutzszenario 2030 möglich werden, was einen Anstieg der Transportleistung im Schienengüterverkehr um 80 % gegenüber 2015 bedeuten würde. Doch selbst diese Steigerung würde ein weiteres Ansteigen der Lkw-Güterverkehre nicht beenden; zur

vollständigen Kompensation des erwarteten Wachstums durch den Schienengüterverkehr wäre dessen Verdreifachung notwendig.

56. Alternative Antriebe im ÖPNV sind derzeit bei Bussen und im regionalen Schienenverkehr zu finden. Die Projekte zur Einführung von batterie-elektrischen und hybrid-elektrischen Bussen tragen insbesondere zur Verbesserung der lokalen Luftqualität bei. Bei der Förderung im Rahmen des Sofortprogramms Saubere Luft ist die Begrenzung auf die Teilförderung von Zusatzkosten der Busse kritisch zu sehen. Diese Begrenzung verhindert den Umstieg auf attraktive und saubere Fahrzeuge in Kommunen mit angespannter Haushaltslage. Hier sollten Möglichkeiten geschaffen werden, um den sauberen Bus im ÖPNV für alle Städte und Kreise zugänglich zu machen.

57. Mittel- und längerfristige Einflüsse der Corona-Pandemie auf das Verkehrsaufkommen und die Verkehrsleistung lassen sich derzeit nur sehr schwer abschätzen, zumal sich neue Verhaltensweisen und Routinen umso mehr verfestigen, je länger die Krisensituation anhält. Ein signifikanter Rückgang der Mobilität insgesamt war lediglich in Zeiten eines harten Lockdowns zu verzeichnen (RKI, 2020). Wesentliche mobilitätsrelevante Effekte, die im Verlauf der Pandemie zu erkennen waren, sind

- die vermehrte Nutzung von Individualverkehrsmitteln, insbesondere Pkw,
- die vermehrte Nutzung von Online-Shopping und damit Zunahme der Lieferverkehre,
- die Zunahme von Homeoffice ohne sichtbare Reduzierung des individuellen Verkehrsaufwandes.

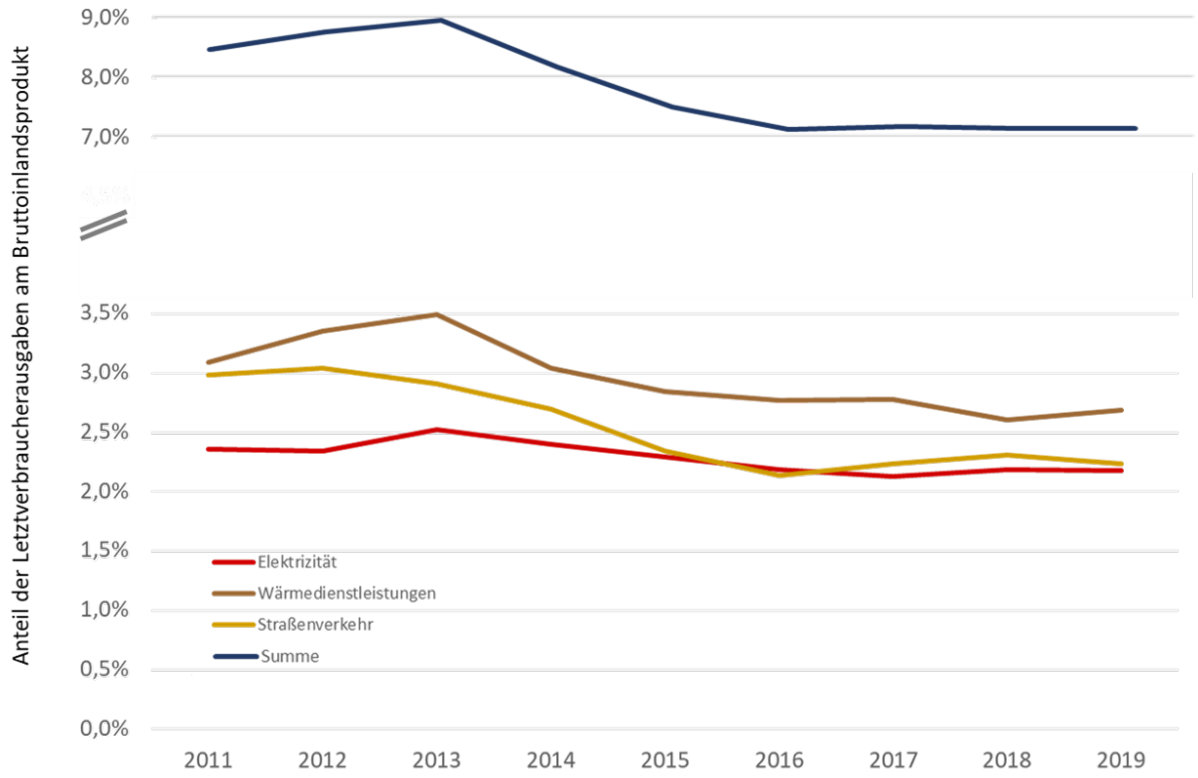
Dessen ungeachtet bleiben die im NECP genannten Maßnahmen relevant und werden durch die Corona-Pandemie nicht grundsätzlich infrage gestellt.

Energiepreise und Energiekosten

58. Der Monitoring-Bericht der Bundesregierung verwendet die Begriffe „Bezahlbarkeit“ und „Wettbewerbsfähigkeit“ als eine Dimension ihrer Energiepolitik bzw. des energiepolitischen Dreiecks. Die Begriffe werden seit Beginn des Monitoring-Prozesses gebraucht und finden sich auch im Energiekonzept 2010. Die Expertenkommission hat sich bereits in ihrer Stellungnahme zum Monitoring-Bericht 2015 für die Wahl einer anderen Begrifflichkeit, der „Preiswürdigkeit“, ausgesprochen. Denn im Grunde ist Energie nur dann nicht mehr „bezahlbar“, wenn es aufgrund zu hoher Preise keine Nachfrage mehr danach gibt. Dies kann also kein gutes Kriterium sein. Der Begriff „Preiswürdigkeit“ ist demgegenüber mehrdimensional und wird nicht allein am Preis bemessen, sondern auch an der Leistung (Preis-Leistungs-Verhältnis) oder alternativ auch an der Qualität.

59. Da die Energiekostenbelastung besser anhand gesamtwirtschaftlich aggregierter Zahlenwerke zu beurteilen ist als auf Basis sektoraler Energiepreise, hat die Expertenkommission die energiewirtschaftliche Gesamtrechnung mit den Einzelelementen für Strom, Wärme und Verkehr entwickelt. Sie nutzt diese auch, um die im Monitoring-Bericht der Bundesregierung dargestellten Energiepreisentwicklungen in den Gesamtkontext einzuordnen. Insgesamt betrachtet lagen die Letztverbraucherausgaben für Elektrizität, Wärmedienstleistungen und im Straßenverkehrsbereich bei rund 244 Mrd. Euro und damit 7,1 % des Bruttoinlandsprodukts. In den vergangenen Jahren lagen die auf das nominale Bruttoinlandsprodukt bezogenen Letztverbraucherausgaben für Energie für die einzelnen Teilbereiche Elektrizität, Wärmedienstleistungen sowie im Straßenverkehr jeweils in der Größenordnung zwischen 2 % und 3,5 % (vgl. Abbildung Z-9). Dabei lagen die Ausgaben im Wärmebereich stets über den Ausgaben im Elektrizitäts- und Verkehrsbereich. Die prozentuale Kostenbelastung ist seit 2016 relativ stabil.

Abbildung Z-9: Entwicklung des Anteils der Letztverbraucherausgaben am nominalen Bruttoinlandsprodukt



Quelle: Eigene Berechnungen, BIP: Destatis (2020c)

60. Ausgangspunkt für die Letztverbraucherausgaben für Elektrizität sind die vom Statistischen Bundesamt jährlich ermittelten Gesamterlöse aus dem Absatz von Elektrizität an Letztverbraucher. Diese Erlöse beinhalten neben den Arbeits- sowie Leistungs- und Verrechnungsentgelten auch Netznutzungsentgelte sowie Steuern und Abgaben (Stromsteuern, Konzessionsabgaben, EEG-Umlage etc.), nicht aber die Umsatzsteuer. Ebenfalls nicht enthalten sind die Ausgaben für die Eigenerzeugung von Elektrizität. Die zu berücksichtigenden Komponenten im Detail sind im Kapitel 10 dargestellt. Die Letztverbraucherausgaben für Elektrizität sind im Jahr 2019 im Vergleich zum Vorjahr um 2,2 % auf 74,9 Mrd. Euro gestiegen. Während die staatlich induzierten Elemente, die zu zwei Dritteln auf die EEG-Umlage entfallen, gesunken sind, waren insgesamt höhere Netzentgelte und Erzeugungskosten zu verzeichnen. Bezogen auf das Bruttoinlandsprodukt ist die relative Kostenbelastung nahezu unverändert zum Vorjahr und liegt mit knapp 2,2 % auf dem Niveau der Jahre 2016 bis 2018.

61. Im Wärmesektor sind die Letztverbraucherausgaben im Jahr 2019 um rund 6 % auf insgesamt rund 92 Mrd. Euro gestiegen (ohne Strom). Rund drei Mrd. Euro sind den höheren Ausgaben für Effizienzmaßnahmen (energetische Gebäudesanierungen, innovative Heizungen) zuzurechnen, rund zwei Mrd. Euro entfallen auf höhere Ausgaben für Energieträger, die nunmehr rund 50 Mrd. Euro betrugen. Der Anstieg der Ausgaben für Energieträger ist dem höheren Verbrauch und insbesondere den gestiegenen Preisen zuzurechnen. Die relative Kostenbelastung bezogen auf das Bruttoinlandsprodukt beläuft sich auf rund 2,7 %. Die Expertenkommission weist jedoch darauf hin, dass die Ergebnisse Unschärfen aufweisen, da die Datenlage zu den energetischen Sanierungen weiterhin verbesserungswürdig ist (vgl. dazu die Empfehlungen in der Stellungnahme zum zweiten Fortschrittsbericht; EWK, 2019).

62. Im Straßenverkehrsbereich sind die Gesamtausgaben im Jahr 2019 um ein halbes Prozent auf rund 77 Mrd. Euro leicht gesunken. Die geringeren Energieträgerpreise haben das rund einprozentige Verbrauchswachstum überkompensiert. Bezogen auf das Bruttoinlandsprodukt beläuft sich die Kostenbelastung auf rund 2,2 %.

63. Da sich die Gesamtausgaben tendenziell proportional zum nominalen Bruttoinlandsprodukt (BIP) entwickeln bzw. sogar eher sinken (vgl. Abbildung Z-9), kann die Bezahlbarkeit der Energie im Sinne der im Monitoring-Bericht der Bundesregierung verwendeten Begrifflichkeit kaum in Zweifel stehen. Ein Ausblick für die Zukunft ist allerdings nur mit hohen Unsicherheiten möglich. Denn einerseits werden im Zuge der Regelungen des Nationalen Brennstoffemissionshandelsgesetzes die Energieträger im Wärme- und Kraftstoffbereich ab 2021 verteuert. Dem gegenüber stehen aber beispielsweise Zuschüsse aus dem Bundeshaushalt auf das EEG-Konto in den Jahren 2021 und 2022. Es gilt die Entwicklung zu beobachten, um nicht-intendierte Nebenwirkungen zeitnah zu erkennen und gegensteuern zu können.

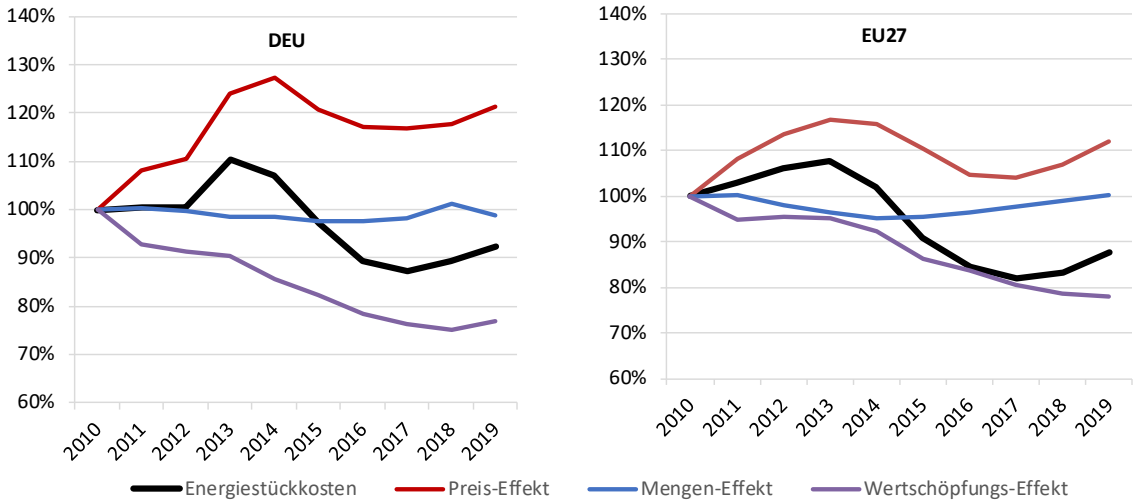
64. In der Industrie kann die Situation von der aggregierten Betrachtung der Letztverbraucher abweichen, was Auswirkungen auf die internationale Wettbewerbsfähigkeit haben könnte. Deshalb werden die Energiestückkosten der Industrie gesondert untersucht. Dabei handelt es sich um den Anteil der Energiekosten an der sektoralen Bruttowertschöpfung. Gegenüber einer reinen Preisbetrachtung bieten die Energiestückkosten den Vorteil, weitere Einflussfaktoren der energiebezogenen Wettbewerbsfähigkeit zu berücksichtigen, insbesondere die Energieintensität. Auf dieser Basis können auch bedeutsame internationale Vergleiche angestellt werden. Die Energiestückkosten in Deutschland (7,6 % im Jahr 2019) liegen unter dem Niveau in Europa (8,1 %). Den größten Anteil an den gesamten Energiestückkosten im Jahr 2019 haben die Elektrizitätsstückkosten mit 5,4 % in Deutschland bzw. 5,5 % in der EU27. An zweiter Stelle folgt das Erdgas mit 1,0 % in Deutschland und 1,3 % in der EU27. Den dritten Rang nehmen die Mineralölprodukte ein mit 0,6 % in Deutschland und 0,8 % in der EU27. Die Expertenkommission entwickelt das Konzept der Energiestückkosten weiter und illustriert, wie die Energiestückkosten in ihre Mengen-, Preis- und Wertschöpfungseffekte zerlegt werden können.

65. Abbildung Z-10 zeigt für die Periode 2010-2019 den prozentualen Rückgang der Energiestückkosten über alle Energieträger für Deutschland (von 8,2 % im Jahr 2010 auf 7,6 % im Jahr 2019, dies entspricht einem Rückgang um 7,6 %) und Europa (von 9,3 % im Jahr 2010 auf 8,1 % im Jahr 2019, dies entspricht einem Rückgang um 12,4 %). Den größten absenkenden Effekt auf die Energiestückkosten über die Zeit hatte die Ausweitung der Produktion gemessen an der Wertschöpfung. Durch den Anstieg der Wertschöpfung wären ceteris paribus die Energiestückkosten in Deutschland um ca. 23 % und in Europa um 22 % gesunken (d. h. auch, die deutsche Industrie wuchs etwas kräftiger als der europäische Durchschnitt). Die für die Produktion aufgebrachte Energiemenge blieb über den Zeitraum sowohl in Deutschland als auch in der EU27 relativ konstant (da gleichzeitig die Produktion ausgeweitet wurde, ergibt sich daher ein Anstieg bei der Energieeffizienz). Der größte Unterschied zwischen Deutschland und Europa liegt in der Entwicklung bei den Energiepreisen. Durch den Anstieg bei den Energiepreisen wären ceteris paribus die Energiestückkosten in Deutschland um 21 %, in Europa lediglich um 12 % gestiegen.

66. Auffällig ist der treibende Effekt bei den Strompreisen, der in Deutschland deutlich höher ausfällt als in Europa: ceteris paribus hätten die Strompreise die Energiestückkosten in Deutschland um 24 % erhöht, in Europa lediglich um 9 %. Dies unterstreicht den Vorschlag der Expertenkommission, das Energiepreissystem zu reformieren. Die Expertenkommission nimmt diese kritische Entwicklung zum Anlass, eine Fortschreibung der Stromwirtschaftlichen Gesamtrechnung bis 2030 vorzunehmen, ohne jedoch auf die Nutzung eines umfassenden energiewirtschaftlichen Simulationsmodells zurückgreifen zu können. Obwohl genaue Prognosen nicht möglich sind, können auf diese Weise zumindest grundsätzliche Entwicklungen verdeutlicht und beeinflussbare Kostenkomponenten identifiziert werden. Die EEG-Umlage könnte bei den angenommenen Ausbauraten nach EEG 2014

und Vergütungssätzen nach EEG 2017 bis 2030 sinken. Es sind v. a. die Netzentgelte, deren Anstieg im Blick behalten werden muss. Aufgrund des Ausbaus der Netzinfrastruktur (vgl. Kapitel 6) dürfte ein Anstieg der Netzentgelte zu erwarten sein, sowohl für die Haushalte als auch für die Industrie.

Abbildung Z-10: Multiplikative Dekomposition der Energiestückkosten in der deutschen und europäischen Industrie (2010-2019)



Hinweise: Die obigen Grafiken zeigen eine Abschätzung der Entwicklung des Energiestückkosten-Indikators in der deutschen und europäischen Industrie für den Zeitraum 2010-2019, indexiert auf das Basisjahr 2010 für einen besseren internationalen Vergleich (für DEU: 8,2 % in 2010=100 %; für EU27: 9,3 % in 2010=100 %). Die Dekomposition zerlegt den Indikator in seine Komponenten bzw. „Treiber“ (Energie-Preise und Energie-Mengen im Zähler sowie Wertschöpfung im Nenner; ebenfalls indexiert auf das Basisjahr 2010). Die Dekomposition ist „multiplikativ“, da die Werte der „Treiber“ als Produkt exakt den Wert des indexierten Energiestückkosten-Indikators ergeben. Der Effekt eines einzelnen „Treibers“ (z. B. Preis-Effekt) zeigt an, wie sich die Energiestückkosten verändert hätten, würden die anderen Kompenenten (z. B. Mengen und Wertschöpfung) konstant gehalten werden.
Die EU27 bezieht sich hier auf die Mitgliedsstaten der Europäischen Union ohne Großbritannien (die Daten werden in der Eurostat-Datenbank unter Code „EU27_2020“ rückwirkend auch für die Vorjahre ausgewiesen). Die Abgrenzung schließt Kroatien mit ein.
Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von BP (2018), Eurostat (2020a, 2020b, 2020c), IEA (2020)

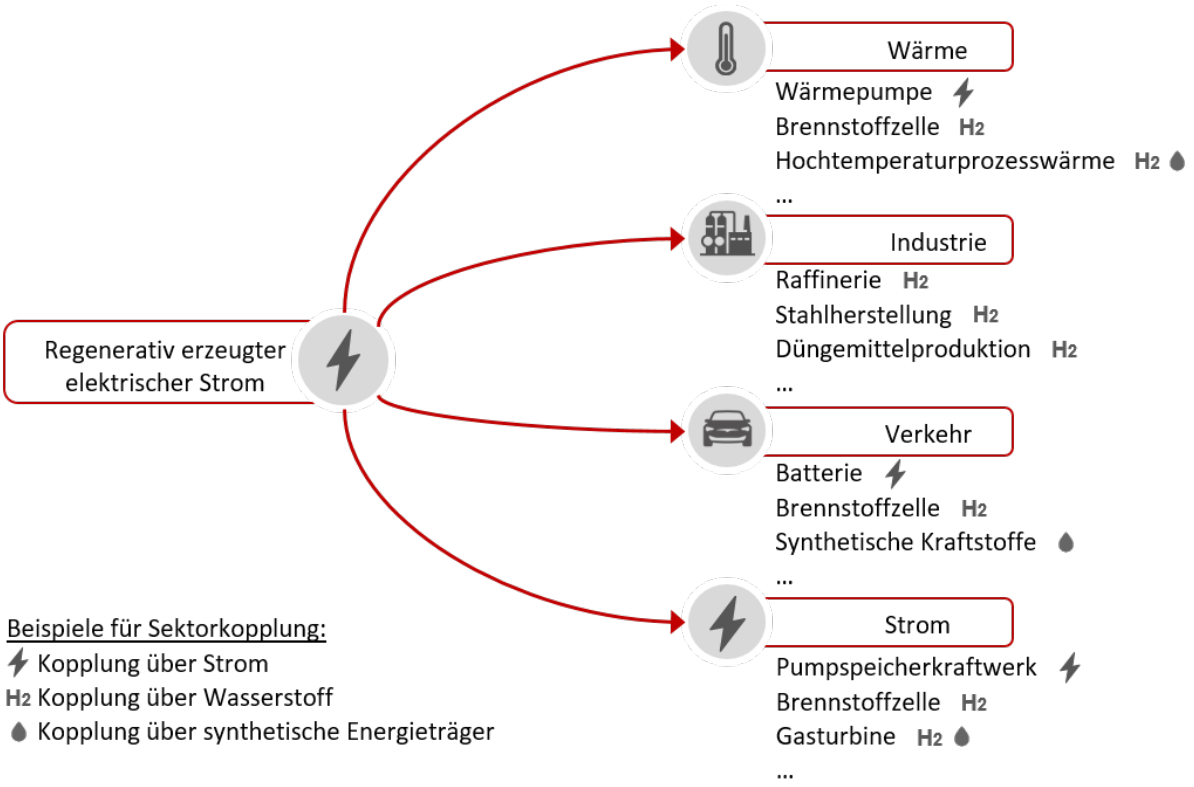
Globale Schlüsseltechnologien für Wasserstoff und synthetische Energieträger

67. Regenerativer Wasserstoff und synthetische Energieträger werden eine Schlüsselrolle für das Erreichen der Klimaneutralität bis zum Jahr 2050 spielen. Neben der EU, Deutschland und einigen deutschen Bundesländern haben im Jahr 2020 auch Finnland, Frankreich, Italien, die Niederlande, Norwegen, Portugal, Spanien und weitere Länder im internationalen Kontext Wasserstoffstrategien vorgelegt. Diese Strategien unterstreichen das ökonomische und ökologische Potential des Energieträgers und sollen dessen breite Nutzung vorbereiten.

68. Wasserstoff und synthetische Energieträger werden in einem integrierten Energiesystem einen wichtigen Baustein zur Sektorkopplung bilden. Erneuerbarer Strom kann eingesetzt werden, um Wasserstoff herzustellen, der in einer Vielzahl von Anwendungsbereichen zum Einsatz gebracht werden kann (vgl. auch Abbildung Z-11). In der kürzeren Perspektive bis 2030 wird Wasserstoff mit unterschiedlichem CO_2-Rucksack vorrangig in schwer zu defossilisierenden Segmenten eingesetzt werden, nicht zuletzt um die Technologiekosten zu senken. Im Stromsektor kann Wasserstoff genutzt werden, um Versorgungslücken in einem vollständig auf erneuerbaren

Energien beruhenden System auszugleichen (vgl. Kapitel 7). Im Verkehrssektor kann Wasserstoff längerfristig einen signifikanten Beitrag zur Defossilisierung leisten. Wasserstoff und synthetische Kraftstoffe bieten sich aufgrund ihrer hohen Energiedichte dabei v. a. für Anwendungen an, die schlecht direkt elektrifizierbar sind, aber gleichzeitig eine hohe Antriebsleistung über eine längere Fahrtstrecke voraussetzen (z. B. Schwerlast-Lkw, Schiffe, Züge, Flugzeuge) (vgl. Kapitel 9). Darüber hinaus kann Wasserstoff im Gebäudebestand und in Innenstädten eine ergänzende Rolle bei der Gebäudewärme übernehmen (vgl. Kapitel 8). Neben den genannten und in der Stellungnahme behandelten Anwendungsfeldern wird die Bedeutung von grünem Wasserstoff, z. B. in der Stahlfertigung oder als Grundstoff in der chemischen Industrie, stark zunehmen.

Abbildung Z-11: Wasserstoff und synthetische Energieträger als entscheidendes Bindeglied bei der Defossilisierung verschiedener Sektoren mittels Nutzung erneuerbarer Energien



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von H2.B (2020)

69. Um die breite Nutzung von Wasserstoff und synthetischen Energieträgern zur Dekarbonisierung oder Defossilisierung zu ermöglichen, müssen häufig komplexe Wertschöpfungsketten (Erzeugung, Logistik, vielfältige Anwendungen) aufgebaut oder transformiert werden, an denen eine Vielzahl von Akteuren beteiligt sind. Die Attraktivität von Geschäftsmodellen entlang dieser Wertschöpfungsketten ist für einzelne Akteure nur dann gegeben, wenn gleichzeitig andere entlang der Wertschöpfungskette aktiv werden. Dieses Koordinationsproblem kann am besten durch marktorientierte Anreize adressiert werden, wird aber in einer Übergangszeit der Unterstützung durch den Staat bedürfen. Eine CO_2-orientierte Energiepreisreform, wie sie die Expertenkommission vorschlägt, gewinnt vor diesem Hintergrund umso mehr an Dringlichkeit. Gerade mit Blick auf Wasserstoff und synthetische Energieträger sind zusätzlich komplementäre Maßnahmen notwendig, die die Wirkung der preislichen Anreize verstärken. Dazu gehören der Aufbau einer Infrastruktur sowohl zur Verteilung des Wasserstoffs, als auch zur bedarfsgerechten Betankung von Fahrzeugen, was die Nutzung von Wasserstofftechnologien erst

ermöglicht bzw. attraktiver macht. Forschungsaktivitäten und der Technologietransfer sollten gestärkt werden, insbesondere auch mit Blick auf mittelständische Unternehmen. Letztlich ist darauf zu achten, die Ausbildung von Fachkräften an die zukünftigen Anforderungen und die entsprechenden Technologiekompetenzen anzupassen.

70. Die Produktion von erneuerbarem Wasserstoff in Deutschland ist von großer Bedeutung zur Stärkung der Technologiekompetenz entlang der gesamten Wertschöpfungskette bis hin zu den Anwendungen und somit essenziell für die Positionierung als Leitmarkt. Insbesondere im Bereich der industriellen Produktion von Schlüsselkomponenten einer Wasserstoffwirtschaft besitzen deutsche Unternehmen komparative Vorteile, die vor dem Hintergrund der internationalen Konkurrenz jedoch zeitnah in Produkte und Anwendungen umgesetzt werden sollten. In einer Übergangsphase ist daher der Einsatz von blauem und türkisem Wasserstoff denkbar, um den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft zu beschleunigen und Kostendegressionspotenziale frühzeitig zu heben. Langfristig sollte der Wasserstoff grün sein, gestrandete Investitionen sollten daher vermieden werden.

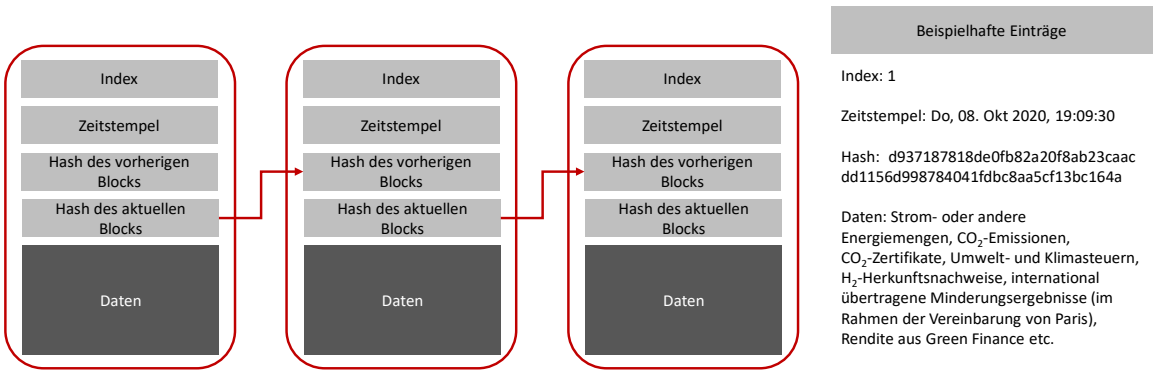
71. Deutschland wird langfristig den größten Teil seines Bedarfs an grünem Wasserstoff importieren. Dafür müssen frühzeitig stabile Partnerschaften auf Augenhöhe angestrebt werden, die neben technisch-ökonomischen Faktoren auch umweltbezogene und soziale Aspekte berücksichtigen. Um erneuerbare Energieträger weltweit handeln zu können, ist zudem ein weltweit gültiges Zertifizierungssystem für CO_2-neutralen und CO_2-armen Wasserstoff elementare Voraussetzung. Die Einhaltung ganzheitlicher Nachhaltigkeitskriterien, die konsequente Umsetzung und aufmerksame Begleitung der europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) sind zwingend notwendig. Die nationale Wasserstoffstrategie greift viele dieser Handlungsfelder erfreulicherweise bereits auf und bietet eine gute Grundlage für die nächsten Umsetzungsschritte.

Blockchain als Element der Digitalisierung der Energiewende

72. Der achte Monitoring-Bericht der Bundesregierung betont die Wichtigkeit der Digitalisierung der Energiewende: „Neben vielen zentralen Großverbrauchern und Stromerzeugern werden immer mehr dezentrale und volatile Erzeugungsanlagen, insbesondere Wind- und Photovoltaik-Anlagen, sowie Millionen von Verbrauchern im System aktiv sein. Damit ein derart heterogenes und zugleich komplexes Energiesystem auch funktioniert, ist die Vernetzung aller Akteure, d. h. der Letztverbraucher, der Erzeuger und der Versorger sowie der Netzbetreiber, von entscheidender Bedeutung. Realisiert werden kann dieses insbesondere durch eine Digitalisierung der Energiewende“ (vgl. Kapitel 13.3 in BMWi, 2021). Bereits in der Vergangenheit hat die Expertenkommission darauf hingewiesen, dass im Energiesystem der Zukunft physische und informatorische Flüsse zunehmend an Komplexität und Dezentralität gewinnen. Dazu ist gerade die relativ neue Technologie der „Blockchain“ passfähig. Die Blockchain bietet weitreichende Chancen im Rahmen einer zunehmend digitalen Wirtschaft, insbesondere für die Erschließung von Effizienzpotentialen und zur Steigerung der Transparenz. Erste Energiewende-relevante Projekte von innovativen Unternehmen auf internationaler Ebene sowie in Deutschland zeigen interessante Anwendungsfelder.

73. Unter einer Blockchain (vgl. Abbildung Z-1) ist ein dezentrales Kassenbuch (distributed ledger technology) zu verstehen, in dem Informationen je nach Anwendungsfall entweder für alle einsehbar (transparent) oder bei sensiblen Informationen auch vor unerwünschtem Einblick geschützt, sicher vor Manipulationen sowie dezentral fortgeschrieben werden können. Neben Block-Standardinformationen (z. B. Index des Blocks, Zeitstempel, Hashwerte) werden auch projektspezifische Daten geführt (z. B. Transaktionen, Eigentumsrechte oder Produkteigenschaften). Im Energiewendekontext ist u. a. an Strom- oder andere Energiemengen, CO_2-Emissionen/-Zertifikate (Mengen und Kosten), Luftschadstoffe, Umwelt- und Klimasteuern oder H_2-Herkunftsnachweise zu denken.

Abbildung Z-12: Struktur der Blockchain und potentiell darauf abgelegte klimarelevante Daten



Quelle: Eigene Darstellung

74. Neben positiven technischen Merkmalen bietet die Blockchain besondere ökonomische Vorteile, die sich die Energie- und Klimapolitik zu Nutze machen sollte. Aus ökonomischer Perspektive ist v. a. relevant, dass durch die Blockchain Transaktionskosten in dezentralen Systemen reduziert werden können. Insbesondere durch Smart Contracts ist die Blockchain in der Lage, die Transaktionskosten großer (dezentraler) Netzwerke zu reduzieren. Im Falle einer größeren Transparenz und Rückverfolgbarkeit der umweltbezogenen Effekte steigt auch der Druck, soziale Normen einzuhalten. Darüber hinaus ist es denkbar, dass sich durch die dezentrale Einbindung auch das Engagement auf Seiten der Endverbraucherinnen und -verbraucher erhöht, zum Klimaschutz aktiv beizutragen.

75. Als ein erstes interessantes Anwendungsgebiet identifiziert die Expertenkommission das Personal Carbon Trading. Dies ist ein Sammelbegriff für Emissionshandelssysteme, die nicht bei Firmen, sondern bei Individuen bzw. privaten Haushalten ansetzen, d. h. „downstream“ in der Lieferkette. Ein zweites Anwendungsgebiet ist das im europäischen Green Deal diskutierte CO_2-Grenzausgleichssystem. Die Europäische Kommission könnte eine Blockchainlösung in Erwägung ziehen, wenn es um die praktischen Aspekte des EU-Grenzausgleichsystems geht. Ein noch detaillierteres System wären Carbon Footprint Taxes (bzw. Carbon Added Taxes). Ein solcher Ansatz könnte analog zur Mehrwertsteuer mit Vorsteuerabzugsmethode ausgestaltet werden. In diesem Fall wären jedoch die auf jeder Produktionsstufe (aller Zwischenprodukte bis zum Endprodukt) emittierten CO_2-Emissionen die Bemessungsgrundlage der Steuer. Generell ist die Nachverfolgung von CO_2-Emissionen in Lieferketten eine wichtige Stellgröße der globalen Energiewende. Allein die 2.500 größten globalen Unternehmen verantworten 20 % der globalen Emissionen. Als weiteres Anwendungsfeld sind die CO_2-Marktmechanismen entsprechend der Klimaschutzvereinbarung von Paris (Artikel 6, Absatz 2) zu nennen. Die international übertragenen Minderungsergebnisse im Rahmen des Klimaschutzabkommens könnten in einem Blockchain-basierten System als digitale Assets gehandelt werden.

76. Damit sich die Blockchain zu einer tragfähigen Option für die Klimaregulierung entwickeln kann, sind geeignete Rahmenbedingungen erforderlich. Hinsichtlich der Software bedarf es der Neu- und Weiterentwicklung von Smart Contracts. Zudem sind geeignete Schnittstellen zu existierenden Systemen zu schaffen. Damit Klimaregulierung richtig funktionieren kann, müssen „korrekte“ (wahrheitsgemäße) Energiewende-Daten auf der Blockchain abgelegt werden. Die Blockchain schafft die Voraussetzungen für die Unabänderlichkeit, Transparenz (bei gleichzeitigem Schutz vor unerwünschter Offenlegung), Nachverfolgbarkeit, automatische Weiterverarbeitbarkeit und ggf. Dezentralität von Daten, vermag aber nicht die Korrektheit der Daten zu garantieren. Dazu sind weitere Mechanismen für die geeignete Bestimmung von klimarelevanten Eigenschaften von Produkten nötig,

wie deren CO_2-Bilanz und Herkunftsnachweise. Damit die Technologie in der Breite adaptiert wird und zur Energiewende substantiell beitragen kann, ist auch die Entwicklung eines entsprechenden regulatorischen Rahmens erforderlich. Weniger relevant – zumindest perspektivisch – erscheinen die Einwände, dass die Blockchain selbst technisch gar nicht in der Lage sei, die für die oben beschriebenen Projekte zu erwartenden Transaktionsvolumina oder die Komplexität von Lieferketten zu verarbeiten. Die Klimawirkungen der Blockchain selbst durch die dafür notwendige erhöhte Rechenleistung sollten im Auge behalten werden, dürften aber einer Anwendung nicht grundsätzlich im Wege stehen. Ggf. wäre das Design der Blockchain als Stellgröße anzupassen. Die Expertenkommission fasst damit die Rolle der Digitalisierung für die Energiewende weiter als die Bundesregierung, indem nicht nur das Energiesystem im engeren Sinne betrachtet wird, sondern auch Elemente der Klimaregulierung, die den Weg zur langfristigen Klimaneutralität unterstützen können.

Kriterienraster auf dem Weg zur Klimaneutralität

77. Im Hinblick auf den Klimaschutzplan der Bundesregierung und das Langfristziel der Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2050 ist es wichtig, aktuelle und zukünftige energie- und klimapolitische Instrumente und Maßnahmen bereits vor ihrer Implementierung hinreichend zu evaluieren. Die Leitfrage muss dabei sein, inwiefern Instrumente und Maßnahmen einerseits einen tatsächlichen Beitrag zur Erreichung der Treibhausgasneutralität leisten können und andererseits weitere wichtige Aspekte einer nachhaltigen Entwicklung beachten.

78. Die Bundesregierung bewertet in ihrem Monitoring-Bericht den Kohleausstieg als wirtschaftlich vernünftig. Allerdings reicht die Dynamik nicht aus, um ambitioniertere Klimaziele für das Jahr 2030 zu erreichen. Zudem ist die Umsetzung des Kohleausstiegs durch geringe Kosteneffizienz und hohe Gesamtkosten geprägt. Ein maßgeblicher Treiber sind die geplanten Entschädigungszahlungen von 4,35 Mrd. Euro an Kraftwerksbetreiber, die sowohl hinsichtlich ihres Umfangs als auch ihrer Notwendigkeit kritisch zu betrachten sind. Sie verzerren darüber hinaus die Verteilung der entstehenden Lasten. Bei Bürgerinnen und Bürgern in betroffenen Kohleregionen ist dies besonders kritisch, da ihre Erwartungen an den Kohleausstieg historisch bedingt ohnehin negativ geprägt sind. Im Gegensatz zum Kohleausstieg ist die CO_2-Bepreisung eine kosteneffiziente Maßnahme zur Senkung von CO_2-Emissionen.

79. Bei der Evaluierung kann ein vorab definiertes Kriterienraster zur Systematik, Nachvollziehbarkeit und Transparenz beitragen, um zukünftige Entscheidungen strukturiert vorzubereiten. Es bietet zudem die Möglichkeit, die Wechselwirkungen, d. h. die Synergien und Zielkonflikte zwischen einzelnen Kriterien, aber auch zwischen Maßnahmen aufzuzeigen sowie alternative Maßnahmen anhand ihrer individuellen Stärken und Schwächen zu vergleichen. Dabei ist sicherzustellen, dass die notwendige Evaluierung aktueller und zukünftiger energie- und klimapolitischer Instrumente und Maßnahmen deren Implementierung nicht unverhältnismäßig hinauszögert. In der Literatur gibt es bereits unterschiedliche Vorstöße zu Kriterienrastern für Instrumente und Maßnahmen. Drei maßgebliche Ansätze werden kurz vorgestellt, darunter der multikriterielle Bewertungsansatz des Kopernikus-Projekts ENavi, das „Feasibility Framework“ des Intergovernmental Panel on Climate Change sowie eine aktuelle Studie des German-Japanese Energy Transition Council zur „Wasserstoff-Gesellschaft“.

80. Die Expertenkommission subsumiert die bisherigen Vorstöße zu einem Kriterienraster für Instrumente und Maßnahmen, das die Bundesregierung auf dem Weg zur langfristigen Klimaneutralität unterstützen und eine ganzheitliche Beurteilung ermöglichen soll. Das Raster besteht aus insgesamt 14 Kriterien, die auf die Alternativen und den Status quo gleichermaßen angewendet werden sollten: Effektivität, Kosteneffizienz bzw. Gesamtkosten, zeitliche Aspekte, wirtschaftliche Planungssicherheit, Beitrag zur Wirtschaftsleistung, Resilienz,

Umwelt- und Ressourcenschonung, Schutz der menschlichen Gesundheit, Governance, Legalität, ethische Akzeptanz, Legitimität, Förderung des sozialen Zusammenhalts, Synergien und Zielkonflikte. Zu den einzelnen Kriterien werden wiederum unterschiedliche Aspekte und Indikatoren angeführt, die zur Bewertung herangezogen werden können. Um das Raster für die Bewertung von Instrumenten und Maßnahmen und seine Flexibilität genauer zu verdeutlichen, wendet die Expertenkommission es zum einen auf die nationale CO_2-Bepreisung und zum anderen auf den ordnungsrechtlichen Kohleausstieg beispielhaft an. Zur besseren Übersichtlichkeit werden die Ergebnisse tabellarisch festgehalten und zur optischen Unterstreichung der Bewertung werden die Farben der Energiewende-Ampel verwendet. Exemplarisch zeigt Tabelle Z-4 die Evaluierung der nationalen CO_2-Bepreisung nach dem Bundesemissionshandelsgesetz.

Tabelle Z-4: Evaluierung der nationalen CO_2-Bepreisung auf Basis des Kriterienrasters

Kriterium	Bewertung	
Effektivität	0	Zielerreichung bei aktueller Ausgestaltung unwahrscheinlich. Höherer und steilerer Preispfad ist notwendig. Konkret schlägt die Expertenkommission einen Einstiegspreis für CO_2 von 50 Euro/t CO_2 vor. Für die Sektoren des EU-Emissionshandels impliziert dies in Deutschland einen Mindestpreis für CO_2.
Kosteneffizienz / Gesamtkosten	+	Als marktliche Maßnahme ist die CO_2-Bepreisung effizient. Zudem generiert sie Einnahmen, die zur Refinanzierung einer CO_2-basierten Energiepreisreform genutzt werden können.
Zeitliche Aspekte	+	Die Maßnahme ist langfristig angelegt, vermindert regulatorische Unsicherheit und zielt auf die Klimaneutralität ab.
Wirtschaftliche Planungssicherheit	0	Liefert Planungssicherheit für Haushalte und Unternehmen bis 2026. Die Entwicklung nach 2026 bleibt jedoch unsicher.
Beitrag zur Wirtschaftsleistung	0	In der aktuellen Ausgestaltung ohne vergleichbare Regelungen in den anderen Mitgliedsstaaten und ohne außereuropäische Regelungen, wie z. B. ein Border Carbon Adjustment, besteht die Gefahr einer Abwanderung deutscher Unternehmen.
Resilienz	+	Verringert die Abhängigkeit von Importen fossiler Energieträger.
Umwelt- und Ressourcenschonung	0	Schont grundsätzlich Umwelt und Ressourcen. Integration der nationalen CO_2-Bepreisung in das EU ETS und Border Carbon Adjustment können zudem „Carbon Leakage“ reduzieren.
Schutz der menschlichen Gesundheit	+	Hat positiven Effekt auf die menschliche Gesundheit, u. a. weil die CO_2-Bepreisung zu einem verringerten Einsatz fossiler Energieträger führt und damit auch zu einer Reduktion von Luftschadstoffen etc.
Governance	+	Wirkt als marktliche Maßnahme über mehrere Sektoren- und Governance-Ebenen (regional und national) hinweg. Bei einem Übergang in das EU ETS wird dieser Aspekt noch verstärkt. Die frühzeitige Ausrichtung auf das EU ETS kann den Übergang beschleunigen.
Legalität	+	Verabschiedung des Brennstoffemissionshandelsgesetzes im Rahmen des Klimapakets.
Ethische Akzeptanz	0	Wirkt dank ausgleichender Maßnahmen progressiv. Eine Energiepreisreform, die die weitreichende Entlastung einkommensschwacher Haushalte sowie kleiner und mittelständischer Unternehmen umfasst, wurde bislang nicht umgesetzt.
Legitimität	0	Stimmt nicht mit dem individuellen Meinungsbild aller Akteure überein. Sie fürchten um zu starke Belastung oder Verlust der Wettbewerbsfähigkeit. Die Akzeptanz der Maßnahme könnte mittels einer klaren und transparenten Kommunikationsstrategie erhöht werden.
Förderung des sozialen Zusammenhalts	0	Eine zusätzliche Abfederung oder Umkehr sozialer Härten ist umsetzbar. Derartige Maßnahmen stehen einer CO_2-basierten Energiepreisreform nicht entgegen.
Synergien und Zielkonflikte	0	Die CO_2-Bepreisung überlappt sich mit den Flottengrenzwerten im Verkehrssektor, ist jedoch in Bezug auf CO_2 die effizientere Maßnahme. Zudem reduziert sie Rebound-Effekte und bietet mehr Optionen zur Emissionsreduktion.

Quelle: Eigene Darstellung

81. Die Expertenkommission hat eine allgemeine CO_2-Bepreisung als Leitinstrument vorgeschlagen. Die tabellarische Zusammenfassung der Evaluierung der nationalen CO_2-Bepreisung (vgl. Tabelle Z-4) zeigt, dass dieses marktliche Instrument besonders kosteneffizient ist und sich für eine langfristige Ausrichtung der Energiewende anbietet. Dies gilt insbesondere dann, wenn die nationale CO_2-Bepreisung kohärent mit dem EU ETS ausgestaltet wird. Co-Benefits, wie die Reduktion der Abhängigkeit von Importen fossiler Energieträger und positive Effekte auf die menschliche Gesundheit, können realisiert werden. Dabei sollte nicht übersehen werden, dass das Instrument allein nicht ausreichen wird, die Klimaneutralität zu erreichen. Um den Marktakteuren größere Planungssicherheit zu geben, sollte der mittel- bis langfristige Rahmen konkretisiert werden. Die Verteilungseffekte der CO_2-Bepreisung sind aus Akzeptanzssicht im Blick zu behalten.

Literaturverzeichnis

Stand der Energiewende

AG Energiebilanzen (2020). Energieverbrauch sinkt auf historisches Tief. Deutliche Auswirkungen der Corona-Pandemie / Anteil fossiler Energien sinkt. Abgerufen am 18. Dezember 2020 von https://ag-energiebilanzen.de/22-0-Pressedienst.html.

Agora Energiewende (2021). Die Energiewende im Corona-Jahr: Stand der Dinge 2020 – Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2021. Abgerufen von https://static.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2021/2020_01_Jahresauswertung_2020/200_A-EW_Jahresauswertung_2020_WEB.pdf.

BDEW (2020). Die Energieversorgung 2020. Jahresbericht. Abgerufen am 18. Dezember 2020 von https://www.bdew.de/media/documents/Jahresbericht_2020_20201218.pdf.

BMU (2020). Treibhausgasemissionen gingen 2019 um 6,3 Prozent zurück. Pressemitteilung am 16. März 2020. Abgerufen am 10. Dezember von https://www.bmu.de/pressemitteilung/treibhausgasemissionen-gingen-2019-um-63-prozent-zurueck/.

BMWi (2021). Achter Monitoring-Bericht zur Energiewende 2020. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin.

EWK (2020). Klimaschutz vorantreiben, Wohlstand stärken – Kommentierung zentraler Handlungsfelder der deutschen Energiewende im europäischen Kontext. Berlin, Münster, Nürnberg, Stuttgart. Abgerufen am 01. Dezember 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html.

Perspektive bis zum Jahr 2030

BDEW (2020). BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: Die Energieversorgung 2020. Stand 17. Dezember 2020. Abgerufen von https://www.bdew.de/media/documents/Jahresbericht_2020_20201218.pdf.

EU-Kommission (2020). Commission Staff Working Document SWD/2020/176: Impact Assessment Accompanying the document Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. “Stepping up Europe’s 2030 climate ambition. Investing in a climate-neutral future for the benefit of our people”. Abgerufen am 14. Dezember 2020 von https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/ip_20_1599.

EU-Parlament (2020). EU-Klimagesetz: Parlament will Emissionen bis 2030 um 60 % reduzieren. Pressemitteilung vom 8. Oktober 2020. Abgerufen am 14. Dezember 2020 von https://www.europarl.europa.eu/news/de/press-room/20201002IPR88431/eu-klimagesetz-parlament-will-emissionen-bis-2030-um-60-reduzieren.

EU-Rat (2020). Europäischer Rat, 10./11. Dezember 2020. Schlussfolgerungen. Brüssel. EUCO 22/20 CO EUR 17 CONCL 8. Abgerufen am 14. Dezember 2020 von https://www.consilium.europa.eu/media/47346/1011-12-20-euco-conclusions-de.pdf.

Politikszenarien IX (2020). Harthan, R. O., Brugger, H., Steinbach, J. et al: Abschätzung der Treibhausgasminderungswirkung des Klimaschutzprogramms 2030 der Bundesregierung, Teilbericht des Projektes „THG-

Projektion: Weiterentwicklung der Methoden und Umsetzung der EU-Effort Sharing Decision im Projektionsbericht 2019 („Politikszenarien IX“)“; Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit sowie des Umweltbundesamtes (Hrsg.). Öko-Institut, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien. Oktober 2020. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/abschaetzung_treibhausgasminderungswirkung_klimaschutzprogramms2030_der_bundesregierung_final.pdf

Prognos (2020). Prognos, ISI, GWS, iinas: Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgenabschätzungen 2030/2050. Dokumentation von Referenzszenario und Szenario mit Klimaschutzprogramm 2030. Basel. Abgerufen am 14. Dezember 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Wirtschaft/klimagutachten.html.

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Agora Energiewende (2020). Prognos, Öko-Institut und Wuppertal-Institut. Klimaneutrales Deutschland. Abgerufen im Oktober 2020 von https://static.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2020/2020_10_KNDE/A-EW_192_KNDE_Zusammenfassung_DE_WEB.pdf.

NECP (2020). Integrierter Nationaler Energie-und Klimaplan. Juni 2020. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin. Abgerufen am 21. Dezember 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/I/integrierter-nationaler-energie-klimaplan.pdf?__blob=publicationFile&v=8.

Netzinfrastruktur

BNetzA (2013). EnLAG-Monitoring - Stand zum Ausbau von Energieleitungen nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) zum vierten Quartal 2013. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Abgerufen am 21. Oktober 2020 von https://www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/de.html.

BNetzA (2017). BBPlG-Monitoring - Stand der Vorhaben aus dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) nach dem vierten Quartal 2016. Stand: Februar 2017. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Abgerufen am 21. Oktober 2020 von https://www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/de.html.

BNetzA (2019). Monitoring des Stromnetzausbaus - Viertes Quartal 2018. Stand: Februar 2019. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Abgerufen am 21. Oktober 2020 von https://www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/de.html.

BNetzA (2020). Monitoring des Stromnetzausbaus - Viertes Quartal 2019. Stand: April 2020. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Abgerufen am 21. Oktober 2020 von https://www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/de.html.

Versorgungssicherheit

BNetzA/BKartA (2014). Monitoringbericht 2014. Stand: 14. November 2014. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Abgerufen am 21. Oktober 2020 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht_2014_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

BNetzA/BKartA (2016a). Monitoringbericht 2015. Stand: 10. November 2015. Korrektur: 21. März 2016. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Abgerufen am 21. Oktober 2020 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Monitoringbericht_2015_BA.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

BNetzA/BKartA (2016b). Monitoringbericht 2016. Stand: 30. November 2016. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Abgerufen am 21. Oktober 2020 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht2016.pdf?__blob=publicationFile&v=2.

BNetzA/BKartA (2017). Monitoringbericht 2017. Stand: 13. Dezember 2017. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Abgerufen am 21. Oktober 2020 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht2017.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

BNetzA/BKartA (2019). Monitoringbericht 2018. Stand: 29. Mai 2019. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Abgerufen am 21. Oktober 2020 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht2018.pdf?__blob=publicationFile&v=6.

BNetzA/BKartA (2020). Monitoringbericht 2019. Stand: 13. Januar 2020. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Abgerufen am 21. Oktober 2020 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2019/Monitoringbericht_Energie2019.pdf?__blob=publicationFile&v=6.

Energieeffizienz

AGEB (2020a). AG Energiebilanzen e.V.: Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland, Daten für die Jahre von 1990 bis 2019, Stand September 2020. Aberufen von https://ag-energiebilanzen.de/10-0-Auswertungstabellen.html.

AGEB (2020b). AG Energiebilanzen e.V.: Temperatur- und lagerbestandsbereinigter Primärenergie- und Endenergieverbrauch nach Sektoren und Energieträgern, Tabellen mit Ursprungswerten sowie bereinig-ten Angaben von 1990 bis 2019, Stand August 2020 (unveröffentlicht).

Destatis (2020). Statistisches Bundesamt: Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen, Inlandsprodukt-berechnung, Vierteljahresergebnisse, 2. Vierteljahr 2020, Stand August 2020. Abgerufen von https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Volkswirtschaftliche-Gesamtrechnungen-Inlandsprodukt/_inhalt.html;jsessionid=E765B70F0C7BA7EC3E02CAF962E38DB9.internet8722#sprg233858.

Verkehr

EWK (2016). Stellungnahme zum fünften Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2015. Abgerufen am 21. Dezember 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html.

KBA (2020). Fahrzeuge. Bestand und Neuzulassungen. Abgerufen am 15. November 2020 von https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/fahrzeuge_node.html.

RKI (2020). Änderung der Mobilität verglichen mit 2019. Abgerufen am 27. Dezember 2020 von Aktuelle Mobilität · Covid-19 Mobility Project (covid-19-mobility.org)

Energiepreise und Energiekosten

EWK (2019). Stellungnahme zum zweiten Fortschrittsbericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2017. Abgerufen am 21. Dezember 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html.

Destatis (2020c). Bruttoinlandsprodukt, Bruttonationaleinkommen, Volkseinkommen. Abgerufen am 25. Mai 2020 von https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Volkswirtschaftliche-Gesamtrechnungen-Inlandsprodukt/Tabellen/inlandsprodukt-volkseinkommen1925-pdf.html.

Globale Schlüsseltechnologien für Wasserstoff und synthetische Energieträger

H2.B (2020). Positionspapier des Wasserstoffbündnis Bayern zur bayerischen Wasserstoffwirtschaft. Nürnberg, Mai 2020. Abgerufen am 28. Mai 2020 von https://h2.bayern/wp-content/uploads/2020/05/Positionspapier_Wasserstoffbuendnis_Bayern_052020_web.pdf.

Blockchain als Element der Digitalisierung der Energiewende

BMWi (2021). Achter Monitoring-Bericht zur Energiewende 2020. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin.

Verzeichnisse: Abbildungen und Tabellen

Abbildungen

Abbildung 1: Aktuelle und perspektivisch notwendige Veränderungen bei ausgewählten Energiewendezielen auf Basis des achten Monitoring-Berichts 5

Abbildung 2: Bisherige Entwicklung der Treibhausgasemissionen und sektorale Ziele nach dem Bundes-Klimaschutzgesetz 20

Abbildung 3: Mögliche Entwicklungen des Bruttostromverbrauchs und der CO_2-Emissionen bis zum Jahr 2030 25

Abbildung 4: Klimaneutrale Produktion in der Industrie – Emissionen entlang der Wertschöpfungskette sowie push- und pull-Maßnahmen 28

Abbildung 5: Vergleich der Entwicklung des Wärmepreises für neuinstallierte Großwärmepumpen (5 MW) und für die Erdgasbrennwerttechnik für die Prozesswärmebereitstellung in der Industrie 29

Abbildung 6: Mögliche Entwicklungen des Endenergieverbrauchs und der THG-Emissionen im Sektor Industrie bis zum Jahr 2030 30

Abbildung 7: Maßnahmen im Kfw Programm „Energieeffizient sanieren“ 2017 (Ein- und Zweifamilienhäuser) und Orientierungswerte für die Sanierungsqualität (Beispiel Doppelhaushälfte) 32

Abbildung 8: Entwicklung des Endenergieverbrauchs in den Sektoren Haushalte sowie Gewerbe, Handel, Dienstleistungen 33

Abbildung 9: Abschätzung der THG Minderungen im Verkehr nach den Überlegungen der EWK 42

Abbildung 10: Entwicklung der Zuschlagswerte und der Überzeichnung in den Ausschreibungen für Photovoltaik 63

Abbildung 11: Realisierungsraten und realisiertes Zuschlagsvolumen der PV-Ausschreibungsrunden bis Februar 2018 64

Abbildung 12: Zuschläge mit vorherigem Zuschlag in den PV-Ausschreibungen bis Juni 2019 65

Abbildung 13: Ausschreibungsergebnisse für Windenergie an Land in den Jahren 2017 bis 2020 70

Abbildung 14: Ausbauhemmnisse für die Windenergie an Land 71

Abbildung 15: Umfang der ausgeförderten Anlagenleistung bis zum Jahr 2030 74

Abbildung 16: Vergleich der Ausbaupfade der erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten im NECP und Agora (2020b) 76

Abbildung 17: Verteilung auf Akzeptanzdimensionen 94

Abbildung 18: Entwicklung der Kosten für Systemdienstleistungen 98

Abbildung 19: Dauer von strombedingten Redispatch Einzelüberlastungsmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Gesamtjahr 2018 gemäß Meldungen der ÜNB 99

Abbildung 20: Entwicklung der Kosten für das Netzengpassmanagement 100

Abbildung 21: Abgeregelte EEG-Energiemengen im Rahmen des Einspeisemanagements 101

Abbildung 22: Entwicklung der Einspeisereduzierungen zur Behebung von Netzengpässen 102

Abbildung 23: Realisierter Netzausbau und sukzessive Anpassung der Zielpfade der Gesamtinbetriebnahme nach EnLAG 107

Abbildung 24: Realisierter Netzausbau und sukzessive Anpassung der Zielpfade der Gesamtinbetriebnahme nach BBPlG 107

Abbildung 25: Visionäres Wasserstoffnetz und H_2-Startnetz 2030 aus dem NEP Gas 113

Abbildung 26: Übersicht über die außerhalb des Marktes gebundenen Kraftwerkskapazitäten 124

Abbildung 27: Vorhaltungskosten und Anzahl der Viertelstunden mit Abrufen von mehr als 80 % der kontrahierten Sekundärregel- und Minutenreserveleistung 126

Abbildung 28: Entwicklung der Energieeffizienz in einzelnen Endenergieverbrauchssektoren vom Zielbasisjahr 2008 bis 2019 134

Abbildung 29: Szenarien der Pkw-Bestandsentwicklung sowie mögliche Diffusionspfade für E-Autos unter Annahme verschiedener Anteile und Hochläufe bei den Neuzulassungen (NZL), auf 33 % bzw. 50 % Anteile in 2030; Ebenfalls dargestellt ist die gesamte Anzahl der erneuerten Pkw durch Ausflottung („Bestand erneuert“) 147

Abbildung 30: Einsatzbereiche unterschiedlicher Antriebsformen und Kraftstoffe 151

Abbildung 31: Historische und prognostizierte Entwicklung der öffentlichen Ladepunkte und des Elektrofahrzeugbestands (BEV und PHEV) in Deutschland 152

Abbildung 32: Darstellung von Verlagerungspotenzialen im Güterverkehr gemäß verschiedener Szenarien 155

Abbildung 33: Potenzial von CO_2-Einsparungen im Verkehr bis 2030 156

Abbildung 34: Entwicklung des Anteils der Letztverbraucherausgaben am nominalen Bruttoinlandsprodukt 171

Abbildung 35: Anteile der Ausgabenelemente im Elektrizitätsbereich am Bruttoinlandsprodukt 173

Abbildung 36: Letztverbraucherausgaben nach der Erhebung „Stromabsatz und Erlöse“ sowie hochgerechnet auf den Endenergieverbrauch Strom 174

Abbildung 37: Aggregierte Letztverbraucherausgaben im Straßenverkehr in Mrd. Euro (ohne MwSt.) 175

Abbildung 38: Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen in Mrd. Euro (ohne MwSt.) 177

Abbildung 39: Energiestückkosten in Deutschland und Europa im Vergleich 179

Abbildung 40: Multiplikative Dekomposition der Energiestückkosten in der deutschen und europäischen Industrie (2010-2019) 180

Abbildung 41: Wasserstoff und synthetische Energieträger als entscheidendes Bindeglied bei der Defossilisierung verschiedener Sektoren mittels Nutzung erneuerbarer Energien 192

Abbildung 42: Potentielle Partner und Transportrouten einer globalen Wasserstoffwirtschaft (nicht erschöpfend) 194

Abbildung 43: Struktur der Blockchain und potentiell darauf abgelegte klimarelevante Daten 203

Abbildung 44: Zentrale Handlungsfelder für die Transformation zu einem klimaneutralen Europa 266

Abbildung 45: Schritte zur Stärkung klimaneutraler europäischer Wertschöpfung am Beispiel synthetischer Energieträger 275

Abbildung 46: Schwerpunkte für eine CO_2-basierte Energiepreisreform 279

Abbildung 47: Schwerpunkte für einen effektiven Kohleausstieg und zur Stärkung von Marktsignalen 287

Abbildung 48: Potenzielle erneuerbare Stromproduktion pro Land/NUTS-3 und Energieträger 292

Abbildung 49: Wasserstoff und synthetische Energieträger als entscheidendes Bindeglied bei der Defossilisierung vieler Sektoren über den Stromsektor 295

Abbildung 50: Klimaneutrale Produktion in der Industrie – Emissionen entlang der Wertschöpfungskette sowie push- und pull-Maßnahmen 301

Abbildung 51: Historische und prognostizierte Entwicklung der öffentlichen Ladepunkte und des Elektrofahrzeugbestands (BEV und PHEV) in Deutschland 304

Abbildung 52: Gestaltungsoptionen für eine kohärenter ausgestaltete Governance der Energieunion 317

Tabellen

Tabelle 1: Abschätzung energiewirtschaftlicher Größen für das Jahr 2020 3

Tabelle 2: Zusammenfassende Gesamteinschätzung der Expertenkommission zum Stand der Energiewende zur Zielerreichung 2020 8

Tabelle 3: Detaillierte Betrachtung der einzelnen Indikatoren 9

Tabelle 4: Fragen zur Akzeptanz im Sozialen Nachhaltigkeitsbarometer 14

Tabelle 5: Anmerkungen zu den im Energiekonzept (September 2010) quantifizierten Ziele 15

Tabelle 6: Anmerkungen zu den weiteren von der Expertenkommission vorgeschlagenen Indikatoren 15

Tabelle 7: Bedeutsame Maßnahmen und deren Finanzvolumen im Konjunktur- und Krisenbewältigungspakets sowie im Rahmen der „Zukunftsinvestitionen und Investitionen in Klimatechnologien“ im Zukunftspaket vom Juni 2020 55

Tabelle 8: Bandbreite des erforderlichen Anlagenbestandes im Jahr 2030 für das Erreichen des 65 %-Ziels sowie Zielwerte in den novellierten Gesetzen nach Technologien in GW 59

Tabelle 9: PV-Zubaupfad, Ausschreibungsvolumina und Zubau außerhalb von Ausschreibungen gemäß EEG 2021 60

Tabelle 10: PV-Zuschlagsvolumen (inkl. gemeinsamer Ausschreibungen, Stand September 2020) in den Ausschreibungen seit 2015 63

Tabelle 11: Erforderlicher Bruttozubau im Bereich Windenergie an Land von 2020 bis 2029 gemäß Deutscher Bundestag (2020) 68

Tabelle 12: Ausgewiesene und freie Flächen für die Windenergienutzung in den Bundesländern (Regional- und Bauleitplanung) 72

Tabelle 13: Installierte Leistung [in GW] für konventionelle Energieträger in den jeweils genehmigten Szenariorahmen für den NEP 2019-2030 und den NEP 2021-2035 118

Tabelle 14: Vergleich der „Loss of Load Expectation“ (LOLE) für das Jahr 2025 aus unterschiedlichen Studien für die Länder der „Penta-Region“ und nationaler Sicherheitsstandard in [h/a] 121

Tabelle 15: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs im Rahmen der Energieeffizienzziele 132

Tabelle 16: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs im Rahmen der Energieeffizienzziele 133

Tabelle 17: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Rahmen der Energieeffizienzziele 136

Tabelle 18: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Sektoren und ausgewählten Anwendungen 137

Tabelle 19: Entwicklung des Fahrzeugbestandes und des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor mit speziellem Fokus auf den Straßenverkehr 140

Tabelle 20: Vergleich der in der Expertenkommission getroffenen Annahmen (EWK) für 2030 mit den Annahmen des Klimaschutzszenarios des NECP (Basis 2015, Referenz 2030 und NECP KSP 2030) 157

Tabelle 21: Rahmenbedingungen der betrachteten Szenarien mit Fokus auf den Verkehrssektor 163

Tabelle 22: Pkw Bestand heute und in den Szenarien zum Klimaschutz für 2030 in Mio. Fahrzeuge 165

Tabelle 23: Endenergiebedarf des Verkehrs im Jahr 2030 nach den Szenarien mit Klimaschutzorientierung 165

Tabelle 24: Stärken, Schwächen und spezifische Nutzungsbereiche alternativer Antriebe und Kraftstoffe 166

Tabelle 25: Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Elektrizität 172

Tabelle 26: Multiplikative Dekomposition des Preiseffektes nach Energieträger (2019 gegenüber 2010) 181

Tabelle 27: Territoriale CO_2-Emissionen in der EU und Anteil der CO_2-Emissionen in vorgelagerten nicht-europäischen Produktionsstufen 183

Tabelle 28: Fortschreibung der Strompreiselemente und Letztverbraucherausgaben für Haushaltskunden Elektrizität 188

Tabelle 29: Fortschreibung der Strompreiselemente und Letztverbraucherausgaben für Industriekunden Elektrizität (Jahresverbrauch 160.000 bis 20Mio. kWh, Mittelspannungsseitige Versorgung) 189

Tabelle 30: Vor- und Nachteile verschiedener Blockchain-Eigenschaften für CO_2-Markt-Mechanismen (Artikel 6 Absatz 2 des Übereinkommens von Paris) 207

Tabelle 31: Kriterien zur Umsetzbarkeit von Anpassungs- und Minderungsmaßnahmen 214

Tabelle 32: Kriterienraster auf dem Weg zur Klimaneutralität (Perspektive 2030 und 2050), Teil 1 219

Tabelle 33: Kriterienraster auf dem Weg zur Klimaneutralität (Perspektive 2030 und 2050), Teil 2 220

Tabelle 34: Evaluierung des Kohleausstiegs auf Basis des Kriterienrasters 222

Tabelle 35: Evaluierung der nationalen CO_2-Bepreisung auf Basis des Kriterienrasters 226

Tabelle 36: Geplante Zulassungsverbote und Verbotsabsichten für Pkw mit Verbrennertrechnik in EU-Staaten 310

Stellungnahme

Stellungnahme zum achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung

1 Stand der Energiewende

1. Das Energiekonzept vom September 2010, die Beschlüsse zum Kernenergieausstieg vom August 2011, das Klimaschutzgesetz vom Dezember 2019 und die Beschlüsse zum Kohleausstieg vom Januar 2020 bilden die Langfriststrategie der Energiepolitik der Bundesregierung. Im Sommer 2020 sind zudem das Zukunftspaket und die Wasserstoffstrategie beschlossen worden. Die Bundesregierung bekennt sich darin zur Treibhausgasneutralität. Das Bekenntnis spiegelt sich auch im achten Monitoring-Bericht wider: „Die Bundesregierung verfolgt das Ziel, die deutsche Wirtschaft weltweit zur energieeffizientesten Volkswirtschaft zu formen […], um bis zum Jahr 2050 die Treibhausgasneutralität zu erreichen“ (vgl. Kapitel 5.4 in BMWi, 2021).

2. Zur Dokumentation des Fortschritts bei der Umsetzung des Energiekonzepts veröffentlicht die Bundesregierung jährlich einen faktenbasierten Monitoring-Bericht und zudem alle drei Jahre einen Fortschrittsbericht mit einer vertieften Analyse der Entwicklungen und Maßnahmen sowie einem Ausblick. In diesem Jahr veröffentlicht die Bundesregierung ihren mittlerweile achten Monitoring-Bericht. Seit 2011 steht der Bundesregierung in diesem Prozess eine unabhängige Kommission aus vier Expertinnen und Experten beratend zur Seite. Die Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ legt ihrerseits jährliche Stellungnahmen zum Fortschritt der Energiewende vor, die den Berichten der Bundesregierung beigefügt und dem Kabinett sowie dem Bundestag zugeleitet werden. Die vorliegende Stellungnahme der Expertenkommission bezieht sich auf den Entwurf des achten Monitoring-Berichts, der der Expertenkommission am 09. Dezember 2020 vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) zur Verfügung gestellt wurde.

3. Der von der Bundesregierung vorgelegte achte Monitoring-Bericht bezieht sich auf die Berichtsjahre 2018 und 2019 und wurde am 03. Februar 2021 veröffentlicht. Der Monitoring-Bericht für das Berichtsjahr 2018 ist damit entfallen, ein Umstand, der sich aus den verschiedenen Verzögerungen in den Vorjahren erklärt. Die Expertenkommission hat deshalb im Sommer 2020 eine Stellungnahme zu den zentralen Handlungsfeldern der deutschen Energiewende im europäischen Kontext unter dem Titel „Klimaschutz vorantreiben, Wohlstand stärken“ vorgelegt (EWK, 2020). Darin wird auch bereits umfassend die Diskussion im Monitoring-Bericht zur Energiewende im europäischen und internationalen Kontext (vgl. Kapitel 3 in EWK, 2020) adressiert. Diese gesonderte Stellungnahme vom Sommer 2020 wird der vorliegenden Stellungnahme im Anhang beigefügt. Die Expertenkommission nimmt darin direkt Bezug zu einer der zentralen Botschaften des Monitoring-Berichts: „Die Energiewende ist kein nationaler Alleingang. Sie ist vielmehr eingebettet in die europäische Energiepolitik und findet weltweit statt. Eine erfolgreiche Energiewende muss daher auch global und ganzheitlich gedacht werden“ (vgl. „Zentrale Botschaften des 8. Monitoring-Berichts“ in BMWi, 2021).

4. Die Expertenkommission stellt ihre Einschätzung des Standes der Energiewende anhand einer Energiewende-Ampel dar. Wie die Bundesregierung in ihrem achten Monitoring-Bericht bezieht sich auch die Expertenkommission in dieser Stellungnahme prinzipiell auf die Berichtsjahre 2018 und 2019. Damit sind sowohl im achten Monitoring-Bericht als auch in der hier vorliegenden Stellungnahme die besonderen Auswirkungen der Corona-Pandemie noch nicht in den Daten enthalten. Dennoch berücksichtigt die Expertenkommission bei ihren Einschätzungen zur Zielerreichung – wo sinnvoll – auch aktuellste Entwicklungen, sei es durch überschlägige quantitative Abschätzungen oder qualitative Erwägungen. Werden allein die Berichtsjahre 2018 und 2019 betrachtet, so kann nicht von einem tatsächlichen Erreichen des Klimaschutzziels 2020 ausgegangen werden. Die

unvorhersehbaren, abrupten Veränderungen auf den Energiemärkten durch die Corona-Pandemie zusammen mit dem Anstieg der CO_2-Preise seit Ende 2018 werden zahlenmäßig zwar wahrscheinlich zum Erreichen des Klimaziels 2020 führen, ohne dass damit aber die Energiewendeziele in allen Sektoren erfüllt werden (vgl. Energiewende-Ampel Tabelle 2 und Tabelle 3).

Entwicklungen im Jahr 2020

5. Ein quantitatives Beispiel für die Entwicklungen im Jahr 2020 soll hinsichtlich der Leitindikatoren „Reduktion des Primärenergieverbrauchs“ und „Reduktion der Treibhausgasemissionen“ (insbesondere unter Berücksichtigung des Stromsektors) gegeben werden (vgl. Tabelle 1). Der konjunkturelle Einbruch infolge der Lockdowns reduzierte den Primärenergieverbrauch und die Treibhausgasemissionen stark, so dass – im Vergleich zu den Vorjahren – die Erreichbarkeit der 2020-Energiewendeziele der Bundesregierung deutlich näher rückte:

- Sowohl für den Primärenergieverbrauch als auch für die Bruttostromerzeugung stehen die Werte für 2020 zumindest vorläufig fest. Mit 11.691 PJ lag der Primärenergieverbrauch im Jahr 2020 um 8,7 % niedriger als im Vorjahr. Der entsprechende Wert bei der Bruttostromerzeugung lag mit 564 TWh um 6,5 % unter dem Vorjahr. Zudem wurden 2020 lediglich 21 TWh Strom (im Saldo) ins Ausland exportiert, 2019 lag der Exportüberschuss noch bei 35 TWh.
- Die CO_2-Emissionen der Stromwirtschaft (d. h. die CO_2-Emissionen aller Stromerzeugungsanlagen einschließlich der Anlagen in der Industrie) sind 2020 nach vorläufigen Berechnungen deutlich um 16 % auf 188 Mio. t CO_2 gesunken. Der Rückgang bei den Stromexporten 2019-2020 bedeutet gleichzeitig, dass weniger bei der Stromerzeugung entstehende Emissionen indirekt über die Stromflüsse in das Ausland „exportiert“ wurden.
- Auch für die Treibhausgasemissionen in Deutschland gibt es erste vorläufige Schätzungen: Mit einem Rückgang von 82 Mio. t CO_2-Äq. erreichte der Ausstoß klimawirksamer Gase im Jahr 2020 etwa 722 Mio. t CO_2-Äq. Dies entspricht einem Rückgang um 10 % gegenüber dem Vorjahr (vgl. drittletzte Zeile, Tabelle 1). Das 2020-Ziel bei den Treibhausgasemissionen (Zielwert von 751 Mt CO_2-Äq. bzw. eine Reduktion um mindestens 40 % im Jahr 2020 gegenüber 1990) wird erreicht.

Tabelle 1: Abschätzung energiewirtschaftlicher Größen für das Jahr 2020

Merkmal	2018	2019	2020	Ziel 2020
Primärenergieverbrauch [PJ]	13.129	12.779	11.691	11.504
darunter Braunkohle	1.481	1.161	950	
Steinkohle	1.428	1.095	894	
Erdgas	3.099	3.200	3.091	
Mineralölprodukte [inkl. Internationalem Flugverkehr]	4.452	4.511	3.966	
Sonstige	2.670	2.812	2.790	
Bruttostromerzeugung [TWh]	636	604	564	Kein Ziel
darunter Braunkohle	146	114	90	
Steinkohle	83	57	45	
Erdgas	83	91	90	
Mineralölprodukte	5	5	6	
Sonstige	320	336	333	
Stromexport [TWh]	51	35	21	
Treibhausgasemissionen insgesamt [Mt CO_2-Äq.] [ohne internationalen Flugverkehr]	858	804	722	751
Rückgang gegenüber 1990 [%]	31	36	43	40
darunter aus Stromerzeugung	269	225	188	Kein Ziel

Quellen: Eigene Darstellung auf Basis von AG Energiebilanzen (2020), Agora Energiewende (2021), BDEW (2020), BMU (2020)

Aktuelle und perspektivisch notwendige Veränderungen

6. Die Abbildung 1 zeigt aktuelle und perspektivisch notwendige Veränderungen bzw. erforderliche Anstrengungen bei ausgewählten Energiewendezielen. Die Abbildung basiert auf ausgewählten Zielsetzungen aus dem Zieltableau des achten Monitoring-Berichts der Bundesregierung (vgl. Kapitel 2 in BMWi, 2021). Die dargestellten Veränderungen beziehen sich auf den aktuellen Stand des Energiekonzepts bezüglich der Ziele 2030 und 2050. Wo eigenständige Zielsetzungen für das Jahr 2030 fehlen, wurde eine lineare Interpolation der bestehenden Zielsetzungen zwischen den Jahren 2020 und 2050 verwendet:

- Hinsichtlich der Treibhausgasemissionen hat das Energiekonzept 2010 Zielwerte für 2020, 2030 und 2050 festgeschrieben.[1] Die Treibhausgasemissionen sind gegenüber dem Basisjahr 1990 bis 2020 um mindestens 40 %, bis 2030 um mindestens 55 %, und bis 2050 um 80 % bis 95 % zu reduzieren. Der im Zieltableau des achten Monitoring-Berichts verwendete Begriff „Treibhausgasneutralität“ würde bedeuten, dass bis 2050 netto keine Treibhausgase mehr emittiert werden dürften (vgl. Kapitel 2 in BMWi, 2021). Unter Berücksichtigung weiterer Ansätze wie Negativemissions-Technologien entspräche dies einer 95 %igen Reduktion des Ausstoßes gegenüber 1990. Daher sollte auch das Zieltableau der quantitativen Ziele der Energiewende im achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung ebenfalls auf die 95 %ige Reduktion abzielen. Eine lediglich 80 %ige Reduktion ist für die Zielsetzung der „Treibhausgasneutralität“ nicht ausreichend. Aus Sicht der Expertenkommission ist es von großer Bedeutung, dass die Bundesregierung hier zeitnah eine eindeutige Definition des neuen Leitbildes der Klimaneutralität formuliert, die sich am oberen Rand der Minderung orientieren muss; dies nicht zuletzt, um eine Zielkonformität mit der europäischen Klimaschutzstrategie herzustellen. Die Klimaneutralität ist das gemeinsame Langfristziel der Europäischen Union und der

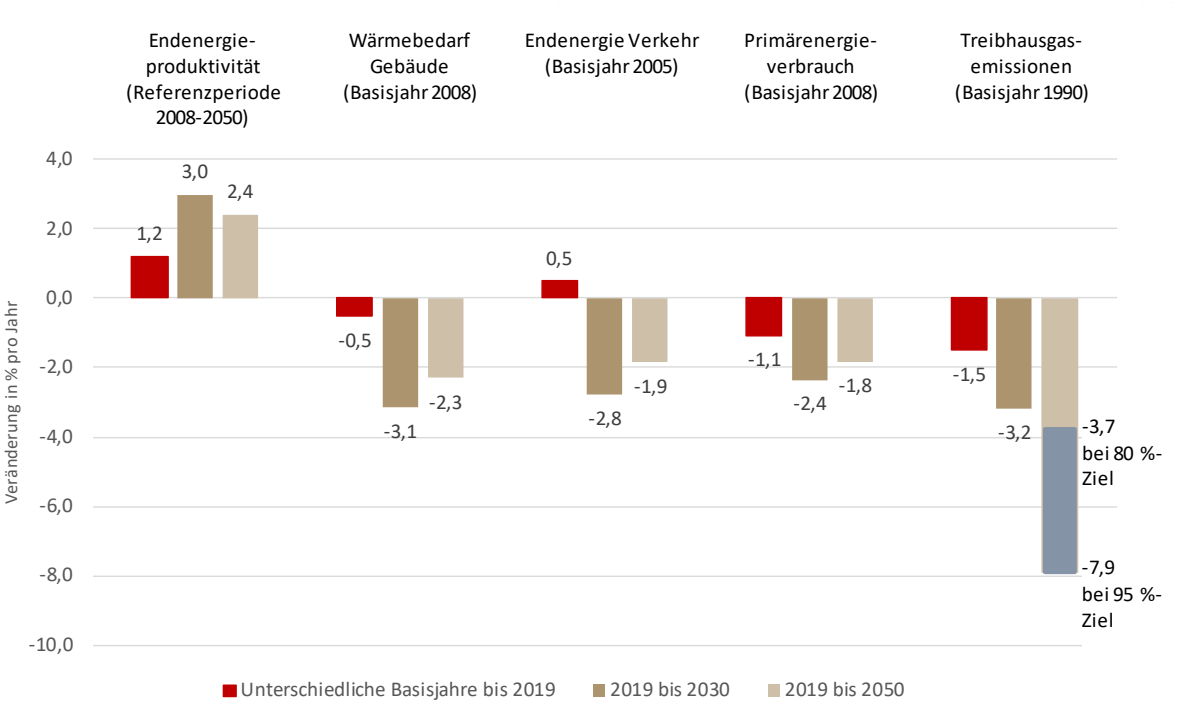
[1] Zudem auch einen Zielwert für das Jahr 2040.

Bundesregierung (vgl. insbesondere europäischer Green Deal, die anstehende Festschreibung im Europäischen Klimagesetz oder die Nationale Wasserstoffstrategie). Die Anforderungen sind damit noch höher.

- Konnten die Treibhausgasemissionen zwischen 1990 und 2019 um jahresdurchschnittlich 1,5 % reduziert werden, ist für den Zeitraum 2019-2030 eine jährliche Reduktion um 3,2 % erforderlich. Wie oben beschrieben, ist das zwischenzeitlich formulierte Ziel der „Klimaneutralität“ eigentlich mit dem 95 %-Ziel zu verknüpfen (nicht mit dem 80 %-Ziel). Der Unterschied zwischen einem 80 %- und 95 %-Ziel liegt bei einer jährlichen Verbesserung von entweder immerhin 3,7 % oder sogar 7,9 % jährlich bei einem 95 %-Ziel für den Zeitraum zwischen 2019 und 2050. Im Gegensatz zu den anderen in der Abbildung 1 dargestellten Energiewende-Zielen müssen die Anstrengungen (gemessen an jahresdurchschnittlichen linearen Veränderungsraten) bei den Treibhausgasemissionen nach 2030 sogar nochmals deutlich gesteigert werden.
- Die Endenergieproduktivität soll – entsprechend dem Energiekonzept 2010 – im Zeitraum von 2008 bis 2050 um 2,1 % pro Jahr verbessert werden. Tatsächlich konnte diese zwischen 2008 und 2019 jedoch jährlich lediglich um 1,2 % gesteigert werden. Die Endenergieproduktivität 2019-2030 bzw. 2019-2050 muss fortan somit jährlich um 3,0 % bzw. 2,4 % erhöht werden, um die entsprechenden Zielwerte einer linearen Fortschreibung der 2,1 %igen Verbesserung der Endenergieproduktivität von 2008 bis 2030 bzw. 2050 zu erreichen. Dies entspricht einem Anstieg um 40 % bis 2030 bzw. einer Verdoppelung bis 2050.
- Für den Wärmebedarf Gebäude existiert lediglich für das Jahr 2020 ein Zielwert, der sich aus einer 20 %igen Reduktion gegenüber dem Basisjahr 2008 ergibt. Dafür ist für 2008-2020 jährlich eine Reduktion um 1,8 % erforderlich, tatsächlich wurde der Wärmebedarf 2008-2019 lediglich um jährlich 0,5 % im Durchschnitt reduziert. Zwar existieren für die Jahre 2030 und 2050 keine Zielwerte für den Wärmebedarf Gebäude im Energiekonzept 2010, würde aber die 1,8 %ige Verbesserung für 2008-2020 auch für 2008-2030 bzw. 2008-2050 fortgeschrieben werden, müsste ab 2019 eine jährliche Senkung des Wärmebedarfs von 3,1 % für das Ziel 2030 bzw. von 2,3 % für das Ziel 2050 erreicht werden. Dies entspricht einer Abnahme um etwa 30 % bis 2030 bzw. einer Halbierung bis 2050.
- Sowohl für den Endenergieverbrauch Verkehr als auch für den Primärenergieverbrauch gibt es im Energiekonzept 2010 Zielwerte für 2020 und 2050 (jedoch nicht für 2030). Der Endenergieverbrauch Verkehr soll bis 2020- um 10 % und bis 2050 um 40 % gegenüber dem Basisjahr 2005 reduziert werden, der Primärenergieverbrauch um 20 % bzw. 50 %, allerdings gegenüber dem Basisjahr 2008. Die jährliche durchschnittliche Veränderungsrate 2005-2019 im Endenergieverbrauch Verkehr lag bei +0,5 % (statt einer durchschnittlich erforderlichen Rate von -0,6 % für 2005-2020) bzw. für 2008-2019 im Primärenergieverbrauch bei -1,1 % (erforderlich ist -1,8 % für 2008-2020). Mit Hilfe einer linearen Fortschreibung zwischen den jeweiligen 2020 und 2050-Zielen lässt sich ein hier unterstelltes Zielniveau für 2030 ermitteln. In diesem Fall ist der Endenergieverbrauch Verkehr für den Zeitraum 2019-2030 um jahresdurchschnittlich 2,8 % zu reduzieren, der Primärenergieverbrauch um 2,4 %.

7. Allerdings sind die Zielsetzungen (bzw. auch die Zwischenziele auf Basis der linearen Interpolation) miteinander nicht vollständig kompatibel. So berücksichtigen die Zielsetzungen z. B. nicht vollständig die aktuellen und zu erwartenden Beschlüsse, etwa im Kontext des von der EU-Kommission vorgeschlagenen verschärften Klimaschutzziels für das Jahr 2030 auf Basis des europäischen Green Deal (Reduktion der CO_2-Emissionen in der EU bis 2030 um mindestens 55 % statt lediglich um 40 % ggü. 1990). Dies wird Auswirkungen sowohl für die Sektoren innerhalb als auch außerhalb des Europäischen Emissionshandels (EU ETS) haben (vgl. Kapitel 2). Das Zieltableau für das Jahr 2030 sollte entsprechend rasch vollständig und konsistent entwickelt werden. Die Expertenkommission nimmt hierzu in den einzelnen Kapiteln Abschätzungen vor und unterbreitet Vorschläge.

Abbildung 1: Aktuelle und perspektivisch notwendige Veränderungen bei ausgewählten Energiewendezielen auf Basis des achten Monitoring-Berichts



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Daten der Energiewende-Ampel und eigener Abschätzungen. Die Darstellung bezieht sich auf das Berichtsjahr 2019, ohne Berücksichtigung ggf. vorläufiger Daten für 2020.

Die Energiewende-Ampel

8. Die Expertenkommission stellt ihre Einschätzung des Standes der Energiewende anhand einer Energiewende-Ampel dar. Diese liefert eine belastbare Darstellung mit Hilfe von sieben Leitindikatoren und diversen ergänzenden Indikatoren. Die Farben dieser Ampel geben an, ob die Zielerreichung zum Jahr 2020 (bzw. zum Jahr 2022 für den Ausstieg aus der Kernenergie) wahrscheinlich (grün) oder unwahrscheinlich (rot) ist. In gelber Farbe werden Indikatoren für Ziele gekennzeichnet, deren Erreichbarkeit aus heutiger Sicht nicht sichergestellt ist. Bei der Zuordnung zu den drei Kategorien verwendet die Expertenkommission das statistische Konzept von Prognoseintervallen. Liegt der politisch gesetzte Zielwert für das Jahr 2020 innerhalb des jeweiligen Prognoseintervalls, so ist eine Zielerreichung bei Trendfortschreibung zumindest aus statistischer Sicht wahrscheinlich. Bei einer zu erwartenden Zielübererfüllung bzw. Zielverfehlung liegen die Werte entsprechend außerhalb des Intervalls. Kürzlich implementierte bzw. wirksame Maßnahmen, die sich noch nicht in den Vergangenheitsdaten widerspiegeln, werden durch Experteneinschätzungen berücksichtigt, sofern noch keine belastbaren quantitativen Wirkungsanalysen verfügbar sind. Damit kombiniert die Energiewende-Ampel die Stärken einer objektiven, statistisch-faktenbasierten Methode mit der Expertise der Expertenkommission. Darüber hinaus werden weitere wichtige Dimensionen für das Gelingen der Energiewende betrachtet.

9. Die Energiewende-Ampel fokussiert sich auf die Ziele für die Energiewende im Jahr 2020 und zieht damit eine Zwischenbilanz auf Basis des Energiekonzepts aus dem Jahr 2010. Wie oben erwähnt, lässt die Expertenkommission die Entwicklungen aufgrund der Corona-Pandemie im für die Energiewende-Ziele bedeutsamen

Zieljahr 2020 bei ihrer Beurteilung mit einfließen. Anders als in den Vorjahren berücksichtigt die Expertenkommission in ihrer Energiewende-Ampel dieses Mal nicht die Ziele für 2030. Dies liegt zum einen daran, dass die mittel- bis langfristigen Auswirkungen der Corona-Pandemie noch nicht absehbar sind. Viel bedeutsamer ist jedoch, dass die Bundesregierung für viele Indikatoren, wie oben diskutiert, noch keine 2030-Ziele festgelegt hat bzw. ggf. ein Anpassungsbedarf zehn Jahre nach dem Energiekonzept 2010 besteht. Die Expertenkommission widmet sich dazu in einem eigenen Kapitel (vgl. Kapitel 2) insbesondere den Auswirkungen eines zu erwartenden ambitionierteren Klimaschutzziels für die EU.

10. Die Gesamtschau – vgl. Tabelle 2 für die kompakte Darstellung und Tabelle 3 für eine Detailbetrachtung je Indikator – lässt erkennen, dass die Ampel lediglich im Bereich Energieeffizienz auf „rot“ steht, wobei dies sowohl hinsichtlich des Leitindikators der Reduktion des Primärenergieverbrauchs als auch für die ergänzenden Indikatoren Endenergieproduktivität und Reduktion des Endenergieverbrauchs im Verkehr gilt. Diese Einschätzung beruht auf der erwarteten Langfristentwicklung jenseits der Corona-Pandemie. Eindeutig grüne Bereiche zeigen sich in Bezug auf den Ausstieg aus der Kernenergie (gemessen an der Abschaltung von Kernkraftwerken gemäß Ausstiegspfad) und den Ausbau der erneuerbaren Energien, bei der sich die Bewertung hauptsächlich durch die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergie- sowie am Bruttostromverbrauch ergibt. Über den Zeitraum der Energiewendeampel hinaus stellt es dennoch eine Herausforderung dar, den Ausbau weiter in derselben Geschwindigkeit voranzutreiben bzw. den Ausbau sogar noch deutlich zu beschleunigen. So könnten die Ausbauziele zu niedrig gesteckt sein, wenn man z. B. auf den zukünftigen Strombedarf durch die Elektrifizierung der Sektoren Verkehr und Wärme und den Bedarf für die Wasserstoffproduktion blickt. Innerhalb des Bereichs erneuerbarer Energien negativ bewertet wird die Zielerreichung bezüglich der Erhöhung des Anteils im Verkehr. Als unsicher gilt die Zielerreichung für den Anteil am Wärmeverbrauch.

11. Wie in der vorangegangenen Stellungnahme sieht die Expertenkommission Unsicherheiten im Hinblick auf die Zielerreichung in den Dimensionen Preiswürdigkeit, Versorgungssicherheit und Akzeptanz. Diese Unsicherheiten werden in der Zukunft mit dem Bekenntnis zur Klimaneutralität stark zunehmen. Eine raschere Defossilisierung dürfte nicht nur mit höheren Belastungen einhergehen, sondern auch zu neuen Herausforderungen für die Versorgungssicherheit und die Akzeptanz der Energiewende führen. Bei einem Blick zurück im Rahmen des Monitorings zeigt sich ein differenziertes Bild für einzelne Indikatoren. So liegen bzgl. der Preiswürdigkeit die drei Indikatoren für die Letztverbraucherausgaben (Strom, Wärmedienstleistungen und Straßenverkehr) nach Auffassung der Expertenkommission augenblicklich im grünen Bereich. Auch wenn Deutschland die höchsten Strompreise in Europa hat, ergibt sich für den Anteil der Letztverbraucherausgaben für Strom an der Wirtschaftsleistung (BIP) ein weiterhin relativ niedriger Wert. Dabei ist eine große Heterogenität etwa zwischen einzelnen Sektoren zu beachten: die Belastungen hinsichtlich der Entwicklung der Stromstückkosten in der Industrie und der Energiekostenbelastung der Haushalte sind durchaus beachtlich und es wird entsprechend die gelbe Ampelfarbe vergeben. Bei der Versorgungssicherheit bleiben die erheblichen Defizite beim Ausbau der Stromnetze bestehen. Sollte die Bundesregierung den Netzausbau nicht entschlossen angehen bzw. die regionale Flexibilität nicht erhöhen, sind perspektivisch die Versorgungssicherheit sowie die Ziele beim Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen gefährdet. Es gilt daher, genau im Blick zu behalten, an welchen Stellen kostenintensive Engpassmanagement-Maßnahmen zielführend sind und wo der Fokus darauf gelegt werden muss, die Netzinfrastruktur rasch zu stärken oder weiter auszubauen. Die Ausfälle in der Strom- und Gasversorgung bewegen sich wie in den Vorjahren auf geringem Niveau. Nicht eindeutig ist das Bild bei der Akzeptanz. Auf der eher allgemeinen Ebene der Energiewendeziele gibt es nach wie vor hohe Zustimmungswerte. Die Umsetzung der Energiewende wird hingegen zunehmend kritisch gesehen. Dies gilt auch im Fall einer tatsächlichen oder subjektiv wahrgenommenen negativen persönlichen Betroffenheit. Um die Akzeptanz bei der Bevölkerung nicht zu verlieren, muss die Bundesregierung an dieser Stelle gegensteuern.

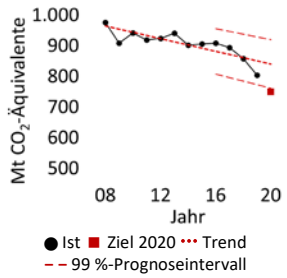
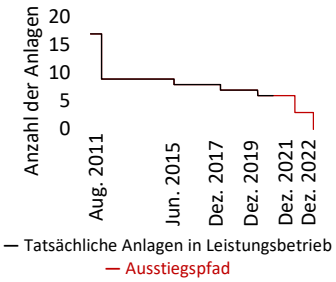
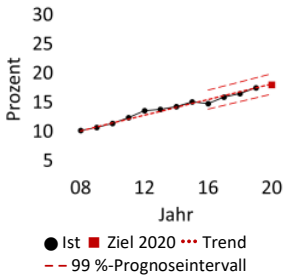
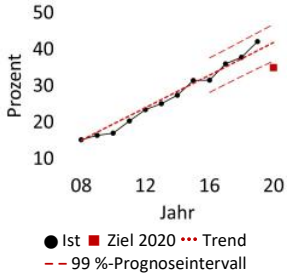
12. Beim Abgleich der Einschätzungen der Expertenkommission mit den Einschätzungen der Bundesregierung in ihrem Monitoring-Bericht kann festgestellt werden, dass diese sich im Vergleich zu früheren Berichtsjahren eher angeglichen haben. Dies ist im Wesentlichen auf die unerwartet starke Reduktion der Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) aufgrund der pandemiebedingten Einschränkungen zurückzuführen. In den vergangenen Jahren hatte die Bundesregierung die Reduktion der THG-Emissionen (Ziel: Reduktion um 40 % gegenüber 1990 bis 2020) mit drei von fünf möglichen Punkten in ihrem System (vgl. Kapitel 2.2 in BMWi, 2021) sehr viel positiver eingeschätzt als die Expertenkommission, die bislang die rote Ampelfarbe vergab. In diesem Jahr vergibt die Expertenkommission die Ampelfarbe „gelb“, die Bundesregierung bleibt bei der Vergabe von drei Punkten. Eine größere Abweichung ergibt sich jedoch weiterhin bei der Endenergieproduktivität (Ziel: Steigerung um 2,1 % pro Jahr 2008-2050). Hier vergibt die Expertenkommission weiterhin, wie auch im Vorjahr, die Ampelfarbe rot, während die Bundesregierung drei Punkte (im Vorjahr 2 Punkte) vergibt. Eine relativ gute Übereinstimmung zwischen der Einschätzung der Bundesregierung und der der Expertenkommission gibt es bei den restlichen quantitativen Zielen der Energiewende. Sowohl bei der Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch (Ziel: 18 % bis 2020) als auch bei der Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch (Ziel: mindestens 35 % bis 2020) vergibt die Bundesregierung fünf Punkte und auch die Expertenkommission sieht die Zielerreichung in diesen Bereichen als wahrscheinlich an („grün“). Eine unwahrscheinliche Zielerreichung („rot“) sieht die Expertenkommission im Bereich des Anteils erneuerbarer Energien im Verkehr (Ziel: 10 % im Jahr 2020). Auch die Bundesregierung vergibt hier lediglich einen Punkt. Demgegenüber scheint die Erreichung des Ziels bei der Reduktion des Primärenergieverbrauchs (Ziel: Reduktion um 20 % gegenüber 2008 bis 2020) möglich, dies aber allein auf Grund der Coronabedingten Sonderentwicklung des Jahres 2020. Die Expertenkommission vergibt deshalb die rote Ampelfarbe, die Bundesregierung auf Basis der Werte für das Jahr 2019 lediglich zwei Punkte. Dazwischen liegt die Einschätzung für die Reduktion des Wärmebedarfs im Gebäudesektor (Ziel: Reduktion des Wärmebedarfs um 20 % gegenüber dem Jahr 2008 bis zum Jahr 2020). Für dieses Ziel vergibt die Bundesregierung drei Punkte und die Expertenkommission die Ampelfarbe „gelb“. Bei dem Ziel der Reduktion des Endenergieverbrauchs im Verkehr vergibt die Bundesregierung keine Einschätzung, die Expertenkommission vergibt die Ampelfarbe „rot“.

Tabelle 2: Zusammenfassende Gesamteinschätzung der Expertenkommission zum Stand der Energiewende zur Zielerreichung 2020

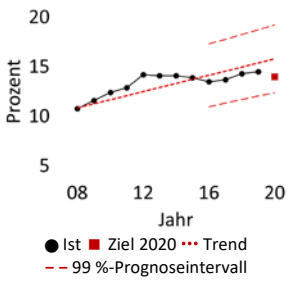
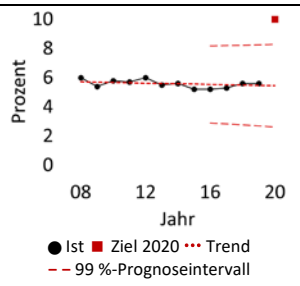
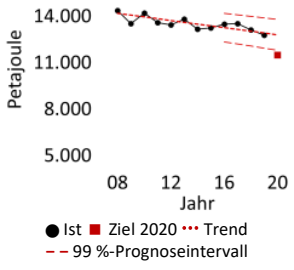
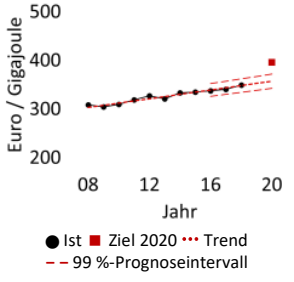
Dimension	Indikator	
Klimaschutz	Reduktion der Treibhausgasemissionen (Leitindikator bzw. Oberziel)	🟡
Kernenergieausstieg	Abschaltung von Kernkraftwerken gemäß Ausstiegspfad (Leitindikator bzw. Oberziel)	🟢
Erneuerbare Energien	Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch (Leitindikator)	🟢
	Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch	🟢
	Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte	🟡
	Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien im Verkehr	🔴
Energieeffizienz	Reduktion des Primärenergieverbrauchs (Leitindikator)	🔴
	Endenergieproduktivität	🔴
	Reduktion des Wärmebedarfs im Gebäudesektor	🟡
	Reduktion des Endenergieverbrauchs im Verkehr	🔴
Versorgungssicherheit	Ausbau der Übertragungsnetze (Leitindikator)	🔴
	Umfang der erforderlichen Engpassmanagementmaßnahmen	🟡
	System Average Interruption Duration Index – SAIDI Strom und SAIDI Gas	🟢
Preiswürdigkeit	Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am Bruttoinlandsprodukt (Leitindikator)	🟢
	Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen	🟢
	Letztverbraucherausgaben im Straßenverkehr	🟢
	Elektrizitätsstückkosten der Industrie im EU-Vergleich	🟡
	Energiekostenbelastung der Haushalte	🟡
Akzeptanz	Generelle Zustimmung zu den Zielen der Energiewende (Leitindikator)	🟢
	Zustimmung hinsichtlich der Umsetzung der Energiewende	🔴
	Zustimmung auf Grundlage persönlicher Betroffenheit	🔴
Zielerfüllung: 🟢 wahrscheinlich 🟡 nicht sichergestellt 🔴 unwahrscheinlich		

Quelle: Eigene Darstellung

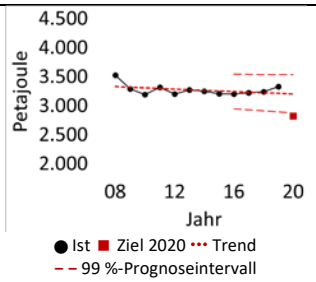
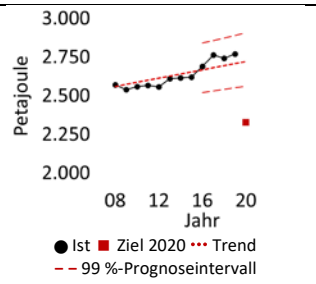
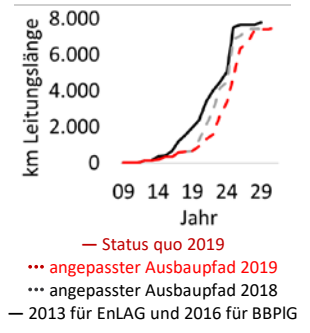
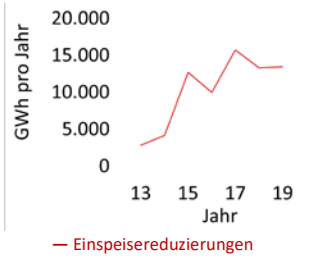
Tabelle 3: Detaillierte Betrachtung der einzelnen Indikatoren

<table>
<tr><td rowspan="2">Klima-schutz</td><td rowspan="2"></td><td colspan="2">Reduktion der Treibhausgasemissionen (Leitindikator bzw. Oberziel)</td></tr>
<tr><td>Messgröße: Die gesamten ausgestoßenen Treibhausgasemissionen [Mio. t CO_2-Äq.]
Zielsetzung: Reduktion der Treibhausgasemissionen um mind. 40 % ggü. 1990 bis 2020 / 55 % bis 2030 [Energiekonzept 2010] sowie Reduktion um 14 % ggü. 2005 bis 2020 / 38 % bis 2030 in den Nicht-EU-ETS-Sektoren [EU-Lastenteilungsentscheidung 2009; EU-Klimaschutzverordnung 2018]
Beurteilungskriterien: Prognoseintervalle und Experteneinschätzung
Status quo 2019: 805 Mio. t CO_2-Äq.</td><td>
</td></tr>
<tr><td rowspan="2">Kern-energie-ausstieg</td><td rowspan="2"></td><td colspan="2">Abschaltung von Kernkraftwerken gemäß Ausstiegspfad (Leitindikator bzw. Oberziel)</td></tr>
<tr><td>Messgröße: Anzahl der Kernkraftwerke in Leistungsbetrieb [Anzahl der Anlagen]
Zielsetzung: Spätestens mit Ablauf des 31.12.2017: nur noch 7 Anlagen in Leistungsbetrieb; 31.12.2019: 6 Anlagen; 31.12.2021: 3 Anlagen; 31.12.2022: 0 Anlagen [Dreizehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes (13. AtGÄndG) 2011]
Beurteilungskriterien: Experteneinschätzung
Status quo November 2019: 6 Anlagen</td><td>
</td></tr>
<tr><td rowspan="4">Erneuer-bare Energien</td><td rowspan="4"></td><td colspan="2">Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch (Leitindikator)</td></tr>
<tr><td>Messgröße: Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch inkl. Eigenverbrauch für Strom- und Wärmeerzeugung sowie Transport- und Leitungsverluste (sogenannter Bruttoendenergieverbrauch) [%]
Zielsetzung: Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch auf 18 % bis 2020 und 30 % bis 2030 [Energiekonzept 2010]
Beurteilungskriterien: Prognoseintervalle und Experteneinschätzung
Status quo 2019: 17,5 %
Hinweis: Ampelfarbe „grün“ verlangt Übererfüllung bei „Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch“.</td><td>
</td></tr>
<tr><td colspan="2">Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch</td></tr>
<tr><td>Messgröße: Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung einschließlich Stromaustauschsaldo mit dem Ausland (sogenannter Bruttostromverbrauch) [%]
Zielsetzung: Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch auf mindestens 35 % bis 2020 und auf mindestens 50 % bis 2030 [Energiekonzept 2010]
Beurteilungskriterien: Prognoseintervalle und Experteneinschätzung
Status quo 2019: 42,1 %</td><td>
</td></tr>
</table>

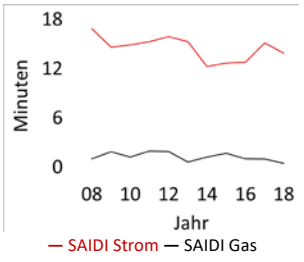
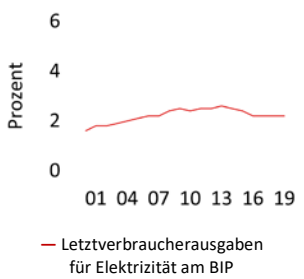
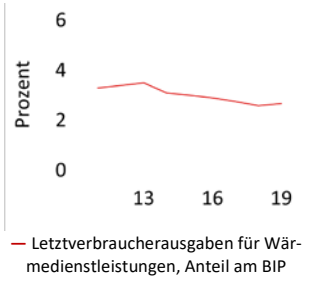
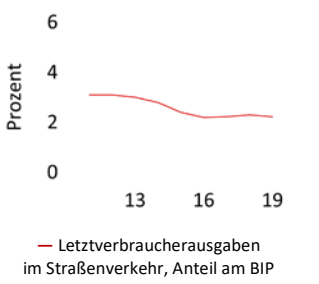
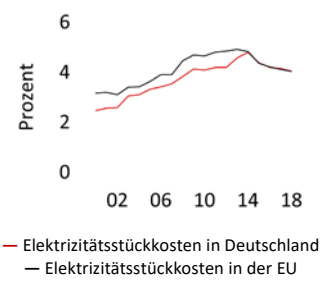
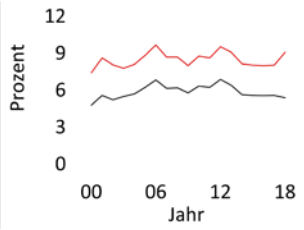
Fortsetzung

<table>
<tr><td rowspan="4">Erneuerbare Energien</td><td rowspan="4"></td><td colspan="2">Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte</td></tr>
<tr><td><u>Messgröße:</u> Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme, Klimakälte und Prozesskälte [%]
<u>Zielsetzung:</u> Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Wärmeverbrauch auf 14 % bis 2020 [Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (EEWärmeG) 2008]
<u>Beurteilungskriterien:</u> Prognoseintervalle und Experteneinschätzung
<u>Status quo 2019:</u> 14,5 %
<u>Hinweis:</u> Ampelfarbe „gelb“, da Dynamik im Wärmebereich fehlt.</td><td>
</td></tr>
<tr><td colspan="2">Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien im Verkehr</td></tr>
<tr><td><u>Messgröße:</u> Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch im Verkehrssektor [%]
<u>Zielsetzung:</u> Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien im Verkehrsbereich auf 10 % bis 2020 [EU-Richtlinie 2009/28/EG]. Das Ziel ist verbindlich und zusätzlich zum 18 % Endenergieverbrauchsziel einzuhalten
<u>Beurteilungskriterien:</u> Prognoseintervalle und Experteneinschätzung
<u>Status quo 2019:</u> 5,6 %</td><td>
</td></tr>
<tr><td rowspan="4">Energieeffizienz</td><td rowspan="4"></td><td colspan="2">Reduktion des Primärenergieverbrauchs (Leitindikator)</td></tr>
<tr><td><u>Messgröße:</u> Primärenergieverbrauch [PJ]
<u>Zielsetzung:</u> Reduktion des Primärenergieverbrauchs um 20 % ggü. 2008 bis 2020 [Energiekonzept 2010]
<u>Beurteilungskriterien:</u> Prognoseintervalle und Experteneinschätzung
<u>Status quo 2019:</u> 12.779 PJ</td><td>
</td></tr>
<tr><td colspan="2">Endenergieproduktivität</td></tr>
<tr><td><u>Messgröße:</u> Durchschnittliche Endenergieproduktivität pro Jahr im Zeitraum 2008 bis zum aktuellen Berichtsjahr definiert als reales Bruttoinlandsprodukt dividiert durch Endenergieverbrauch [EUR / Gigajoule]
<u>Zielsetzung:</u> Durchschnittliche Endenergieproduktivität von 2,1 % pro Jahr im Zeitraum 2008-2050 [Energiekonzept 2010]
<u>Beurteilungskriterien:</u> Prognoseintervalle und Experteneinschätzung
<u>Status quo 2018:</u> 349 Euro / Gigajoule</td><td>
</td></tr>
</table>

Fortsetzung

Energie-effizienz		Reduktion des Wärmebedarfs im Gebäudesektor	
		Messgröße: Endenergieverbrauch für Raumwärme, Warmwasser, Raumkühlung und Beleuchtung in den Sektoren Industrie, GHD und Haushalte [PJ] Zielsetzung: Reduktion des Wärmebedarfs im Gebäudesektor um 20 % gegenüber 2008 bis 2020 [Energiekonzept 2010] Beurteilungskriterien: Prognoseintervalle und Experteneinschätzung Status quo 2017: 3.115 PJ	
		Reduktion des Endenergieverbrauchs im Verkehr	
		Messgröße: Endenergieverbrauch im Verkehrssektor [PJ] Zielsetzung: Reduktion des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor um 10 % gegenüber 2005 bis 2020 [Energiekonzept 2010] Beurteilungskriterien: Prognoseintervalle und Experteneinschätzung Status quo 2019: 2.770 PJ	
Versor-gungs-sicher-heit		Ausbau der Übertragungsnetze (Leitindikator)	
		Messgröße: Abweichung der Gesamtinbetriebnahme zwischen Plan (im jeweils ersten Berichtsjahr des Netzausbaumonitoring) und Ist beim Übertragungsnetzausbau (EnLAG- und BBPlG-Vorhaben) [km] Aussage: Die Abweichung ist ein Maß für die netzseitige Versorgungssicherheit, wobei zunehmende Abweichungen eine (zukünftige) Gefährdung der Versorgungssicherheit andeuten. Beurteilungskriterien: Experteneinschätzung Status quo 2019: Abweichung 1.331 Kilometer (bisher Gesamtinbetriebnahme von Vorhaben mit Länge von 648 Kilometern, Planwert (2013 für EnLAG und 2016 für BBPlG) 1.979 Kilometer) Hinweis: Ampelfarbe „rot“ ergibt sich aus der Einschätzung, dass Verzögerungen sich auch zukünftig fortsetzen werden.	
		Umfang der erforderlichen Engpassmanagementmaßnahmen	
		Messgröße: Summe der erforderlichen Einspeisereduzierungen an konventioneller und erneuerbarer Erzeugungsleistung zur Behebung von Netzengpässen [GWh pro Jahr] Aussage: Die Unzulänglichkeit der Netzinfrastruktur spiegelt sich in der erforderlichen Einspeisereduzierung wider. Beurteilungskriterien: Experteneinschätzung Status quo 2019: 13.440 GWh pro Jahr	

Fortsetzung

<table>
<tr><td rowspan="5">Versorgungssicherheit</td><td colspan="3">System Average Interruption Duration Index – SAIDI Strom und SAIDI Gas</td></tr>
<tr><td colspan="2">Messgröße: Durchschnittlicher Ausfall der Strom- bzw. Gasversorgung pro Jahr und Kunde [Minuten]
Aussage: SAIDI Strom ist ein Maß für die Stromversorgungssicherheit, SAIDI Gas für die Gasversorgungssicherheit; SAIDI Strom und SAIDI Gas berücksichtigen weder geplante Unterbrechungen noch Unterbrechungen aufgrund höherer Gewalt; SAIDI Strom misst lediglich Ausfälle, die länger als 3 Minuten dauern, SAIDI Gas erhebt alle Gasversorgungsunterbrechungen vollständig.
Beurteilungskriterien: Experteneinschätzung
Status quo 2019: 13,9 Minuten für Strom und 0,5 Minuten für Gas</td><td>
</td></tr>
<tr><td rowspan="4">Preiswürdigkeit</td><td colspan="3">Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am Bruttoinlandsprodukt (Leitindikator)</td></tr>
<tr><td colspan="2">Messgrößen der Preiswürdigkeit:
• (Aggregierte) Letztverbraucherausgaben für Elektrizität (bzw. für Wärmedienstleistungen und Kraftstoffe im Straßenverkehr) dividiert durch Bruttoinlandsprodukt [%]
• Elektrizitätsstückkosten der Industrie definiert als Kosten für Elektrizität dividiert durch Wertschöpfung [%]
Aussage: Die Indikatoren messen die Belastung durch Energiekosten.
Beurteilungskriterien: Experteneinschätzung
Status quo 2019: 2,2 % (Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am Bruttoinlandsprodukt)</td><td>
</td></tr>
<tr><td>Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen

</td><td>Letztverbraucherausgaben im Straßenverkehr

</td><td>Elektrizitätsstückkosten der Industrie im EU-Vergleich

</td></tr>
<tr><td colspan="3">Energiekostenbelastung der Haushalte</td></tr>
<tr><td colspan="2">Messgröße: Anteil der Energieausgaben privater Haushalte (ohne Kraftstoffe) an ihren gesamten Konsumausgaben [%]
Aussage: Der Indikator zeigt die Energiekostenbelastung der Haushalte und macht auf potentielle soziale Auswirkungen der Energiewende aufmerksam; die Belastung einkommensschwacher Haushalte wird der Belastung durchschnittlicher Haushalte gegenübergestellt.
Beurteilungskriterien: Experteneinschätzung
Status quo 2018: 9,1 % (einkommensschwache Haushalte) und 5,4 % (durchschnittlicher Haushalt)</td><td>
</td></tr>
</table>

Fortsetzung

Akzeptanz		Generelle Zustimmung zu den Zielen der Energiewende (Leitindikator) 
		Messgröße: Anteil der Bevölkerung, der der Energiewende zustimmt/die Energiewende ablehnt hinsichtlich: (i) ihrer generellen Ziele, (ii) ihrer Umsetzung und (iii) auf Grundlage persönlicher Betroffenheit [Prozent] Aussage: Der Indikator ist ein Maß für die Akzeptanz der Energiewende und zeigt die Unterstützung für das Gemeinschaftsprojekt in der Gesellschaft Beurteilungskriterien: Experteneinschätzung auf Basis des Sozialen Nachhaltigkeitsbarometers (IASS, 2020)
		Zustimmung hinsichtlich der Umsetzung der Energiewende 
		Zustimmung auf Grundlage persönlicher Betroffenheit 

Quelle: Eigene Darstellung

13. Bereits in den vergangenen zwei Stellungnahmen hatte die Expertenkommission in ihrer Energiewendeampel auch eine Einschätzung zur Akzeptanz der Energiewende gegeben (EWK, 2019, 2018). Die Methodik der Bewertung wurde in der letzten Stellungnahme dokumentiert. Die Einschätzung beruht auf dem regelmäßig durchgeführten „Sozialen Nachhaltigkeitsbarometer der Energiewende“, das nun auch für das Berichtsjahr 2019 vorliegt (IASS, 2020).

Tabelle 4: Fragen zur Akzeptanz im Sozialen Nachhaltigkeitsbarometer

Ebene	Beispiele	Einschätzung in %		
		2017	2018	2019
Ziele der Energiewende	„Die Energiewende umfasst eine Reihe von energiepolitischen Zielsetzungen.“ Ich befürworte bzw. befürworte stark:			
	• Ausstieg aus der Kernenergie	68	64	56
	• Ausbau von erneuerbaren Energieträgern	82	82	83
	• Ausstieg aus der Kohle	63	64	64
	• Ausbau überregionaler Stromnetze	63	66	67
	• Steigerung der Energieeffizienz	84	85	83
	• Senkung des Energieverbrauchs	84	78	79
	• Ausbau Elektromobilität	80	55	45
Umsetzung der Energiewende	„Im Folgenden Sehen Sie eine Liste mit verschiedenen Eigenschaftspaaren. Bitte markieren Sie jeweils, wie Sie ganz spontan die Energiewende in Deutschland bewerten würden.“	-3 bis -1 (negative Eigenschaft) / neutral bzw. weiß nicht / 1 bis 3 (positive Eigenschaft):		
	• teuer – kostengünstig	66/17/17	75/15/10	78/15/7
	• ungerecht – gerecht	48/30/22	51/28/21	56/26/18
	• elitär – bürgernah	41/39/20	47/34/19	51/34/13
	• chaotisch – geplant	52/23/25	60/22/18	66/19/15
	• schlecht – gut	33/25/42	47/22/31	47/23/32
Persönliche Betroffenheit	„Was denken Sie, wird die Energiewende in den nächsten zehn Jahren auf Sie eher positive oder negative Auswirkungen haben?“	eher positiv / eher negativ / neutral bzw. weiß nicht:		
	• Meine berufliche Tätigkeit.	11/7/82	Nicht erhoben	8/13/80
	• Mein Wohnumfeld.	30/13/57		23/17/60
	• Meine finanzielle oder wirtschaftliche Situation.	8/53/39		4/57/38
	• Meine Mobilität, also Umfang und Art der von mir genutzten Verkehrsmittel.	27/25/48		25/39/38
	• Meine Ausstattung mit neuer Technik.	45/9/46		35/14/52

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von IASS (2017, 2019, 2020) und persönlicher Kommunikation

Anmerkungen zur Energiewende-Ampel

Tabelle 5: Anmerkungen zu den im Energiekonzept (September 2010) quantifizierten Ziele

	Methodische Hinweise und Weiterentwicklungsbedarf	Stellungnahme
Erhöhung des Anteils Erneuerbarer am Bruttostromverbrauch	Die Bezugsgröße Bruttostromverbrauch ist angesichts der hohen Stromexportüberschüsse nicht sehr aussagefähig. Die Expertenkommission empfiehlt daher die Stromerzeugung als Bezugsgröße. Der empfohlene Indikator ist damit der „Anteil Erneuerbarer an der Stromerzeugung“.	EWK, 2015; Kap. 4
Bruttostromverbrauch	Auf die Beurteilung dieses Leitindikators der Bundesregierung (2020-Ziel: Reduktion des Bruttostromverbrauchs um 10 % gegenüber 2008) wird im Rahmen der Energiewende-Ampel verzichtet. Gewünschte neue Stromanwendungen zur Sektorkopplung konterkarieren die angestrebten Wirkungen der Stromeinsparung. Das 2030-Ziel sollte dies berücksichtigen.	EWK, 2016; Kap. 3

Tabelle 6: Anmerkungen zu den weiteren von der Expertenkommission vorgeschlagenen Indikatoren

	Methodische Hinweise und Weiterentwicklungsbedarf	Datenquelle	Stellungnahme
Ausbau der Übertragungsnetze*)	Der Indikator erfasst die gemäß Energieleitungsausbaugesetz EnLAG und Bundesbedarfsplangesetz BBPlG notwendigen Ausbauprojekte des Übertragungsnetzes. Perspektivisch sollte ebenso ein Indikator für die Verteilernetze entwickelt werden.	BNetzA/BKartA (Monitoringbericht) BNetzA (EnLAG- und BBPlG-Monitoring)	EWK, 2012; Kap. 6 EWK, 2014a; Kap. 6 EWK, 2014b; Kap. 9 EWK, 2015; Kap. 7 EWK, 2016; Kap. 6 EWK, 2018; Kap. 7 EWK, 2019; Kap. 9
Engpassmanagementmaßnahmen*)	Weitere Systemdienstleistungen könnten den Indikator ggf. ergänzen, dazu zählen: Vorhaltung der Regelleistung, Verlustenergie, Blindleistung, Schwarzstartfähigkeit, Reservemechanismen, abschaltbare Lasten.	BNetzA (Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen)	EWK, 2014b; Kap. 9 EWK, 2016; Kap. 6 EWK, 2018; Kap. 6, 7 EWK, 2019; Kap. 9
System Average Interruption Duration Index*)	Der Indikator erfasst keine Versorgungsausfälle unter drei Minuten, doch auch diese führen zu volkswirtschaftlichen Schäden. Zudem ist der SAIDI rückwärtsgewandt. Verschlechtert sich sein Wert, ist eine kurative Investition überfällig. Perspektivisch sollten Indikatoren entwickelt werden, die Abweichungen von der Normspannung erfassen, die noch nicht zu einem Totalausfall der Versorgung führen.	BNetzA/ BKartA (Monitoringbericht)	EWK, 2014a; Kap. 6 EWK, 2019; Kap. 3
Indikatoren der Preiswürdigkeit	Die Indikatoren („Aggregierte Letztverbraucherausgaben“, „Elektrizitätsstückkosten in der Industrie“ und „Energiekostenbelastung der Haushalte“) werden auf Grundlage von Datenquellen und Bewertungsansätzen berechnet, die noch zu harmonisieren sind.	Eigene Berechnungen der Expertenkommission	EWK, 2014a; Kap. 7 EWK, 2014b; Kap. 11 EWK, 2015; Kap. 8 EWK, 2016; Kap. 7

*) Bei der „Versorgungssicherheit Strom“ sollte zwischen Netzen und Erzeugungskapazitäten unterschieden werden. Für die gesicherten Kapazitäten bedarf es sogenannter System Adequacy-Aussagen. Einer der international anerkannten Indikatoren hierzu ist die sogenannte „Loss of Load Expectation“. In Deutschland befinden sich Adequacy-Indikatoren seit dem Strommarktgesetz aus dem Juli 2016 in der Entwicklung. Die Bundesregierung hat hierzu bisher keine Ergebnisse vorgelegt.

14. Die Energiewende-Ampel weist in der Regel Indikatorenwerte bis einschließlich des Berichtsjahres 2019 aus, auch wenn, wie oben beschrieben, die Expertenkommission aktuellere Werte berücksichtigt und zusätzliche quantitative Abschätzungen vornimmt, um die Zielerreichung der Indikatoren bis 2020 bestmöglich einzuschätzen. Im Jahr 2020 ergaben sich zudem zahlreiche themenspezifische sowie politische Entwicklungen, gerade mit Blick auf den europäischen Energiewende-Rahmen, welche die Expertenkommission bereits in einer gesonderten Stellungnahme im Sommer 2020 berücksichtigte (vgl. EWK, 2020). Die wichtigsten Ergebnisse und Empfehlungen der Kommentierung zentraler Handlungsfelder der deutschen Energiewende im europäischen Kontext vom Sommer 2020 finden sich in Box 1. Die Gesamtfassung der Sommer-Stellungnahme ist der vorliegenden Stellungnahme angefügt. Die in der Sommer-Stellungnahme angesprochenen Handlungsfelder besitzen besondere Relevanz auch für die Zielerreichung der deutschen Energiewende bis zum Jahr 2030. Um die Perspektive bis zum Jahr 2030 geht es im folgenden Abschnitt.

Box 1: Ergebnisse und Empfehlungen der Kommentierung zentraler Handlungsfelder der deutschen Energiewende im europäischen Kontext vom Sommer 2020 (vgl. EWK, 2020)

Europäische Wertschöpfung stärken und internationale Einbettung sichern

Die Transformation hin zu einem nachhaltigen Wirtschaftssystem erfordert es, strategisch bedeutsame klimaneutrale Wertschöpfungsketten aufzubauen, kritische Abhängigkeiten durch Diversifizierung zu vermeiden, europäische Märkte zu stärken, internationale Kooperationen zu schließen und die Wettbewerbsfähigkeit europäischer Unternehmen zu sichern.

CO_2-basierte Energiepreisreform rasch angehen und richtig gestalten

Eine CO_2-basierte Energiepreisreform setzt Impulse für die Konjunktur, indem sie bei richtiger Ausgestaltung Haushalte und Unternehmen entlastet und die Transformation der Industrie vorantreibt. Auf nationaler Ebene sollte ein ambitionierter CO_2-Preispfad angestrebt werden sowie eine umfassende Ausrichtung des derzeit existierenden komplexen Energiepreissystems auf tatsächliche externe Effekte in allen Sektoren. Durch den vorgeschlagenen Wegfall der Umlagen für erneuerbare Energien und Kraft-Wärme-Kopplung sowie die Reduzierung der Stromsteuer werden Strompreise in Deutschland – trotz höherer CO_2-Preise – netto reduziert. Zusätzlich ist zu bedenken, dass die durch die Corona-Krise gesunkenen Strom-, Öl- und Gaspreise zusätzliche Handlungsspielräume eröffnen. Höhere Ambitionen im Klimaschutz auf europäischer Ebene erfordern neben einem Nachschärfen der CO_2-Bepreisung im EU ETS eine Reform der EU-Energiesteuerrichtlinie sowie ggf. die Einführung von Grenzausgleichen.

Zertifizierung auf den Green Deal ausrichten

Um wirksamen internationalen Klimaschutz zu ermöglichen, werden klare Zertifizierungsstandards benötigt, deren maßgeblicher Bewertungsmaßstab der CO_2-Ausstoß ist. Sie ermöglichen erst die Umsetzung der Sektorkopplung mit dem Ziel der Defossilisierung von Verkehr, Gebäuden und Industrie, liefern Entscheidungsgrundlagen für Investitionen von Unternehmen sowie Finanzmarktakteuren und schaffen die Voraussetzungen für den Aufbau klimaneutraler internationaler Wertschöpfungsketten.

Effizient aus der Kohle aussteigen und marktliche Signale stärken

Der in Deutschland beschlossene Kohleausstieg ist auf Basis der Beschlüsse zum europäischen Green Deal nachzubessern. Der Kohleausstieg müsste deutlich rascher und weitgehend durch marktliche CO_2-Preissignale erfolgen. Auf Kompensationszahlungen an Unternehmen sollte möglichst verzichtet werden. Freiwerdende EU ETS-Zertifikate sind idealerweise vollständig aus dem Markt zu nehmen. Der Wandel hin zu einer kohlenstoffarmen Wirtschaft in Europa muss zudem sozialverträglich ausgestaltet werden.

Erneuerbare Energien beschleunigt ausbauen

Die Umsetzung der langfristigen Klimaziele und des Green Deals erfordern eine deutliche Erhöhung der Ausbauziele für erneuerbare Energien. Da ausreichend Erzeugungspotenziale vorhanden wären, geht es vorrangig um Impulse für eine gesteigerte Ausbaudynamik. Gerade hierfür sind in der Umsetzung europäische Lösungen zu stärken, um nationale Aktivitäten besser zu ergänzen. Damit ergeben sich zugleich zusätzliche Wertschöpfungspotenziale, nicht nur durch den Ausbau, sondern auch durch die Nutzung der erneuerbaren Energien.

Globale Schlüsseltechnologien für Wasserstoff und synthetische Energieträger entwickeln

Regenerativer Wasserstoff und synthetische Energieträger spielen eine Schlüsselrolle für das Erreichen der Klimaneutralität bis zum Jahr 2050. Anwendungen liegen im Verkehrssektor, bei der Speicherung von Strom, in der Industrie (gerade auch als Rohstoff) und im Wärmesektor. Um Wasserstoff und synthetische Energieträger in großem Maßstab einsetzen zu können, ist die Transformation und Ergänzung bestehender Infrastrukturen, Liefer- und Wertschöpfungsketten notwendig. Eine zentrale Voraussetzung ist der schnelle Hochlauf der industriellen Produktion von Schlüsselkomponenten. Auf internationaler Ebene ist auf bestehende, aber auch auf neue Energiepartnerschaften zu setzen.

Industrielle Transformation durch klimaneutrale Produktion beschleunigen

Die klimaneutrale Produktion ist ein zentrales Handlungsfeld für die Umsetzung des Green Deals, sowohl im direkten Einflussbereich der Unternehmen, beim Einkauf von Energieträgern sowie entlang der gesamten produktbezogenen Wertschöpfung auf der Beschaffungsseite und der Absatzseite. Eigeninitiativen von Unternehmen sollten durch den entsprechenden regulatorischen Rahmen unterstützt und verstärkt werden. Beim Aufbau der Wertschöpfungsketten einer Wasserstoffwirtschaft bestehen beispielsweise sehr gute Chancen für die deutsche ebenso wie für die europäische Industrie, eine führende Position auf dem Weltmarkt einzunehmen.

Infrastrukturen koordiniert ausbauen

Infrastrukturen müssen für den Transport, die Verteilung und die Speicherung von Wasserstoff und synthetischen Energieträgern angepasst und ausgebaut werden. Zudem werden Speicher mit verschiedenen Volumina benötigt, um eine zeitliche Unabhängigkeit von Erzeugung und Verbrauch insbesondere im Bereich der Stromversorgung zu ermöglichen. Auch ist ein schneller und auf europäischer Ebene langfristig koordinierter Ausbau der Stromnetze erforderlich, um diese an den Anforderungen des zukünftigen Energiesystems auszurichten und die Ausbauziele bei den erneuerbaren Energien erreichen zu können. Im Verkehr ist der europaweite Ausbau von Tankinfrastrukturen für erneuerbare Kraftstoffe und Ladeinfrastruktur entlang des transeuropäischen Verkehrsnetzes zu entwickeln.

Energieeffizienz systemisch denken

Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz sind eine wichtige Säule zur Defossilisierung im Gebäude- und Verkehrssektor und können bei den betroffenen Endverbrauchern langfristig steigende Kostenbelastungen vermeiden. Im Gebäudesektor sind nationale und europäische Rahmenbedingungen hinsichtlich ihrer Preissignale im Wärmesektor weiterzuentwickeln, die zu einem europaweit klimaneutralen Gebäudebestand in 2050 führen. Im Straßenverkehr bedarf es über aktuelle Regelungen von Flottengrenzwerten hinaus einer Roadmap für einen klimaneutralen Verkehr, damit Unternehmen Planungssicherheit bei der Antriebswende erhalten. Darüber hinaus ergeben sich Energieeffizienzpotenziale durch Verlagerung und Vermeidung von Verkehr.

Privates Kapital stärker für Green Finance aktivieren

Der europäische Green Deal sieht ambitioniertere Energie- und Klimaziele vor, wodurch sich der jährliche Investitionsbedarf für Klimaschutzaktivitäten erhöhen wird. Die Investitions- und Finanzmittel der öffentlichen Hand können und sollen lediglich eine Grundlage schaffen. Um die Ziele erreichen zu können, ist deshalb das hierfür erforderliche Kapital privatwirtschaftlicher Investoren stärker zu aktivieren, etwa durch die Ausweitung der Berichtspflichten von Unternehmen und Finanzmarktakteuren im Sinne der EU-Taxonomie. Eine rasche und konsequente Umsetzung des europäischen Green Deals kann darüber hinaus ein starkes Signal an den Finanzmarkt senden und erforderliche, konsistente und langfristige Rahmenbedingungen schaffen.

Governance der Energieunion kohärent ausgestalten

Entscheidend für den Erfolg einer umfassenden Transformation ist ein gutes Zusammenspiel der verschiedenen Governance-Strukturen auf den Ebenen von EU, Mitgliedsstaaten, Regionen und Kommunen. Es empfehlen sich EU-weite, marktliche Mechanismen, um eine einfache Koordinierung über die Dimensionen der Energieunion, Regionen, Sektoren und Technologien zu erreichen. Zudem müssen Konflikte zwischen einzelnen Instrumenten aufgelöst und Pendants von europäischen und nationalen Vorschriften aufeinander abgestimmt werden.

2 Perspektive bis zum Jahr 2030

Das Wichtigste in Kürze

Die Erreichbarkeit der Energie- und Klimaziele für das Jahr 2030 nach dem Bundes-Klimaschutzgesetz und dem Integrierten Nationalen Energie- und Klimaplan ist nach dem Beschluss des Europäischen Rates vom 11.12.2020 im Licht eines ambitionierteren Klimaschutzziels auf europäischer Ebene zu betrachten. Die Expertenkommission ordnet im Folgenden den aktuellen Sachstand ein und bewertet mögliche Auswirkungen auf die Treibhausgasminderung in Deutschland und die wichtigsten Energiesektoren. Hierzu geht die vorliegende Stellungnahme davon aus, dass der Beschluss des Europäischen Rates umgesetzt wird, der eine Minderung der Treibhausgasemissionen für die Europäische Union gegenüber 1990 um mindestens 55 % netto (Emissionen und Abbau von Treibhausgasen) statt bisher um 40 % vorsieht. Weiterhin wird anhand der im Impact Assessment der EU-Kommission beschriebenen Realisierungspfade angenommen, dass die Struktur des Europäischen Emissionshandelssystems weitgehend unverändert beibt, die Emissionsobergrenze jedoch deutlich schneller abgesenkt wird und somit gegenüber dem Basisjahr 2005 eine Minderung um 65 % erreicht wird (bisher 55 %). Damit könnte ein Anstieg der Zertifikatspreise auf ein Niveau von etwa 50 Euro/t CO_2 verbunden sein. Für die der Effort Sharing Regulation unterliegenden Sektoren wird unter Beibehaltung der bestehenden Aufteilung zwischen den Mitgliedsstaaten von einer Fortschreibung des europäischen Minderungsziels auf -39 % (nach dem Impact Assessment bisher -32 %) gegenüber dem Jahr 2005 ausgegangen. Daraus lässt sich für Deutschland ein Emissionsbudget von etwa 440 Mio. t CO_2-Äq abschätzen, wenn die Minderung aus dem Emissionshandel und der Effort Sharing Regulation proportional fortgeschrieben werden. Dies entspricht einer Treibhausgasminderung ggü. 1990 um 65 %.

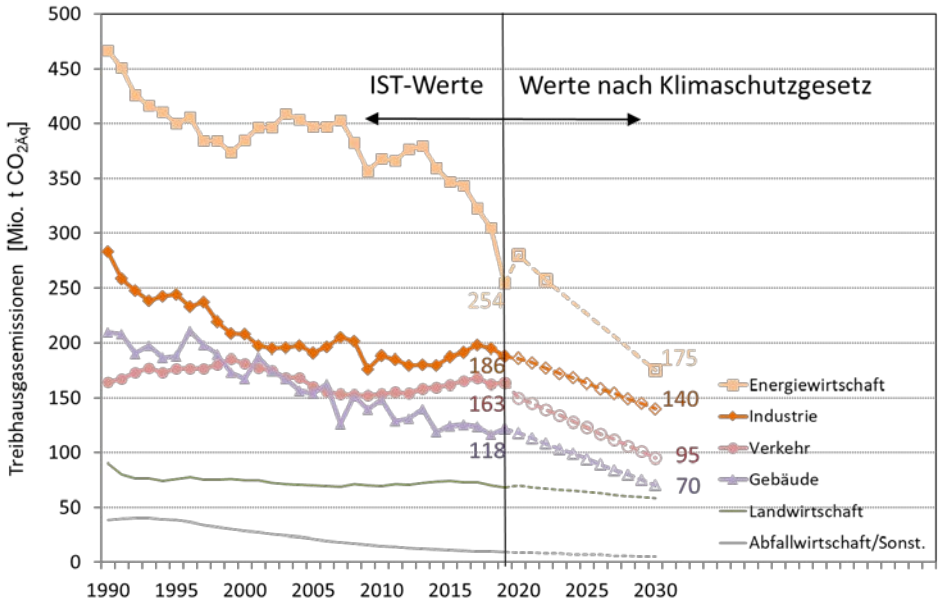
Aus Sicht der Expertenkommission ist dies erreichbar, obwohl es bedeutet, zusätzlich etwa einhundert Millionen Tonnen CO_2 gegenüber der bisherigen Zielsetzung in Deutschland zu vermeiden. Grundvoraussetzung dafür ist das marktgetriebene Ausphasen der Kohleverstromung bis zum Jahr 2030. Im Sektor Industrie ist es vor allem von Bedeutung, in der energieintensiven Grundstoffindustrie im Zuge anstehender Ersatzinvestitionen eine Umstellung auf CO_2-arme/freie Prozesse einschließlich des grünen Wasserstoffs herbeizuführen. Für den Sektor Gebäude wird empfohlen, die Maßnahmen des Klimaschutzprogramms 2030 und des Nationalen Energie- und Klimaplans zur energetischen Sanierung von Gebäuden sowohl in Bezug auf die Quantität (Sanierungsrate) als auch die Qualität (Sanierungstiefe) weiterzuentwickeln. Darüber hinaus sollte ein stärkerer Fokus auf die Angebotsseite gelegt und Kommunen, Wärmenetzbetreiber usw. stärker in den Blick genommen werden, weil sie über entsprechende Hebel auf der Umsetzungsseite verfügen. Einen Ansatz dafür kann u. a. eine verbindliche Wärmeplanung auf kommunaler Ebene darstellen.

Für den Sektor Verkehr sieht die Expertenkommission noch große Herausforderungen bis sich neue, klimaschonende Technologien am Markt durchsetzen. Während die derzeitigen Maßnahmen für Pkw wichtige Dynamiken für die Elektrifizierung ausgelöst haben, sind die Hürden für die Marktdurchdringung alternativer Antriebe im Straßengüterfernverkehr derzeit deutlich höher. Für beide – Pkw wie Lkw – ist die Umsetzung einer flächendeckenden und grenzüberschreitenden Ausstattung mit Lade- und Betankungsinfrastruktur prioritär, einschließlich Schnellladepunkten. Darüber hinaus sieht die Expertenkommission die dringende Notwendigkeit, Maßnahmen zu verstärken, die Verhaltensänderungen bewirken und die Verlagerung von Verkehren in den öffentlichen Verkehr und auf die Schiene befördern. Hierbei sollte nach Meinung der Expertenkommission ein besonderes Augenmerk auf Synergien durch integrierte Maßnahmen im Nahverkehr und im Fernverkehr gelegt werden. Eine Unterstützung der Verlagerung entsteht nicht zuletzt durch die Bepreisung der Nutzung von Autobahnen und Bundesstraßen entsprechend der CO_2-Intensitäten der Fahrzeuge.

2.1 Klimaschutzziele für das Jahr 2030

16. Mit dem Bundes-Klimaschutzgesetz vom 12.12.2019 hat der Gesetzgeber erstmals für Deutschland einen rechtlich verbindlichen Rahmen für die Klimaschutzziele 2030 geschaffen (KSG, 2019). Das Gesetz sieht unter Einbeziehung sektorspezifischer Zielsetzungen vor, die Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) um 55 % gegenüber dem Basisjahr 1990 zu reduzieren (Abbildung 2). Darüber hinaus hat die Bundesregierung im Juni 2020 im Rahmen der Berichterstattung an die Europäische Kommission den Integrierten Nationalen Energie- und Klimaplan (NECP) übermittelt, der die Strategie der Bundesregierung ergänzt und mit zahlreichen Maßnahmen unterlegt ist (NECP, 2020). Hier werden im Wesentlichen zwei Szenarien betrachtet: ein Referenzszenario, das die bis zum 31.12.2017 durchgeführten und beschlossenen Maßnahmen berücksichtigt, sowie ein Klimaschutzszenario, das sich am Klimaschutzprogramm 2030 (KSP) der Bundesregierung vom Oktober 2019 orientiert (KSP, 2019).

Abbildung 2: Bisherige Entwicklung der Treibhausgasemissionen und sektorale Ziele nach dem Bundes-Klimaschutzgesetz



Quellen: UBA (2020), KSG (2019)

17. Klimaschutzgesetz und Klimaschutzprogramm betten sich in die europäische Klimaschutz- und Energiestrategie mit ihren einschlägigen Richtlinien und Verordnungen ein, insbesondere in die Regelungen zum europäischen Emissionshandelssystem (ETS) sowie die Klimaschutzverordnung (Effort Sharing Regulation, ESR) für diejenigen Bereiche, die nicht dem Emissionshandel unterliegen. Auf europäischer Ebene wird jedoch seit 2019 vor dem Hintergrund des europäischen Green Deal und dem Ziel der Klimaneutralität bis zum Jahr 2050 – die auch das neue Leitbild der deutschen Klimapolitik darstellt – über ein ambitionierteres Klimaschutzziel bis 2030 diskutiert, das über das bislang geltende Ziel für die EU (mindestens -40 % THG-Emissionen ggü. 1990) hinausgeht. Zum Redaktionsschluss der vorliegenden Stellungnahme steht mit dem Beschluss des Europäischen Rates (EU Rat, 2020) ein Zielwert von mindestens -55 % netto (Emissionen und Abbau von Treibhausgasen)

im Raum, der dem Vorschlag der EU-Kommission folgt und jetzt in Abstimmung mit dem Europäischen Parlament in das Europäische Klimagesetz integriert werden soll (in einer Entschließung vom 7.10.2020 hatte das Europäische Parlament einen Zielwert von -60 % gefordert (EU Parlament, 2020)). Im Vorfeld der Beratungen hatte die Kommission bereits am 17.9.2020 ein sog. Impact Assessment (EU Kommission, 2020) vorgelegt, das anhand verschiedener Szenarien und Maßnahmenbündel einerseits die damit erreichbaren Klimaschutzziele und andererseits die damit verbundenen Auswirkungen auf Umwelt, Wirtschaft und Gesellschaft beleuchtet.

18. Obwohl die konkrete Umsetzung der Beschlüsse zu einem neuen europäischen Klimaschutzziel für 2030 noch aussteht, kann davon ausgegangen werden, dass sich daraus erhebliche Konsequenzen für die Energiepolitik in Deutschland ergeben werden. Der Expertenkommission ist es deshalb ein Anliegen, wichtige Implikationen herauszuarbeiten, auf Problemlagen hinzuweisen und Vorschläge zu unterbreiten, wie diese adressiert werden können.

19. In einer ersten Annäherung wird dazu anhand des Impact Assessment der EU-Kommission von folgenden Grundannahmen ausgegangen:

- Für das europäische Klimaschutzziel 2030 wird eine Minderung der THG-Emissionen ggü. 1990 um mindestens 55 % vereinbart.
- Die Struktur des europäischen Emissionshandelssystems bleibt weitgehend unverändert.
- Die Obergrenze der Emissionen im ETS, der sog. cap, sinkt für den stationären Bereich (d. h. ohne Luftverkehr) auf etwa 730 Mio. t CO_2-Äq. Dies entspricht einer Minderung gegenüber dem Jahr 2005 (2.073 Mio. t CO_2-Äq.) um etwa 65 % (nach den bisherigen Regelungen -55 %).
- Die Emissionen in den der Effort Sharing Regulation unterliegenden Bereichen sinken auf etwa 1.525 Mio. t CO_2-Äq. Dies entspricht einer Minderung gegenüber dem Jahr 2005 (2.486 Mio. t CO_2-Äq.) um etwa 39 % (nach dem Impact Assessment bisher -32 %[2]).
- Die Struktur der Effort Sharing Regulation bleibt unverändert, d. h. es wird keine neue Lastenteilung zwischen den EU-Mitgliedsstaaten beschlossen.

20. Für die daraus resultierende Entwicklung in Deutschland wird zunächst angenommen, dass

- der bisherige Anteil deutscher Unternehmen an den Gesamtemissionen im ETS von etwa einem Viertel unverändert bleibt und
- die Reduktionsverpflichtung in der Effort Sharing Regulation (nach dem Impact Assessment) proportional zum neuen EU-Ziel etwa -46 % ggü. 2005 beträgt (bisher -38 % in der Effort Sharing Regulation).

Daraus folgt ein Emissionsbudget für den deutschen ETS-Sektor von etwa 180 Mio. t CO_2-Äq. und für die ESR-Sektoren von etwa 260 Mio. t CO_2-Äq. Die Summe von etwa 440 Mio. t CO_2-Äq. entspricht somit einer THG-Minderung ggü. 1990 um 65 % bis zum Jahr 2030. Im Vergleich zum bestehenden Ziel nach dem Klimaschutzgesetz (543 Mio. t CO_2-Äq.) ist folglich eine zusätzliche Minderung von rund hundert Millionen Tonnen CO_2-Äq. erforderlich (jeweils ohne internationalen Luftverkehr und die Auswirkungen von Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft, LULUCF).

[2] Baseline-Szenario für die EU-27 (ohne Großbritannien); in der Effort Sharing Regulation wird für die EU-28 ein Ziel von -30 % vorgegeben (für die EU-27 entspricht dies etwa -29 %).

21. Unter diesen Maßgaben wird im Folgenden untersucht, welche Auswirkungen sich daraus für die CO_2-Emissionen in den Sektoren Energiewirtschaft, Industrie, Gebäude und Verkehr ergeben können.

2.2 Perspektive für den Sektor Energiewirtschaft

22. Für den Sektor Energiewirtschaft im Sinne des Bundes-Klimaschutzgesetzes[3] konzentriert sich die Betrachtung der Auswirkungen eines neuen europäischen Klimaschutzziels für 2030 auf die Stromerzeugung, weil auf die CO_2-Emissionen der Kraftwerke annähernd 90 % der Treibhausgasemissionen dieses Sektors entfallen. Den Ausgangspunkt bildet der NECP, der davon ausgeht, dass der Bruttostromverbrauch im Jahr 2030 bei etwa 580 TWh liegen wird (und damit auf dem Niveau des Jahres 2019[4]), weil Effizienzfortschritte bei Stromanwendungen einen erhöhten Bedarf in den Bereichen Verkehr (z. B. Elektromobilität) und Wärme (z. B. Wärmepumpen) kompensieren können.

23. Die Annahme eines unveränderten Strombedarfs wird seitens der Expertenkommission jedoch kritisch gesehen. Vielmehr ist aus folgenden Gründen eine deutliche Zunahme zu erwarten:

- Im Zuge der Wasserstoffstrategie der Bundesregierung vom Juni 2020 ist davon auszugehen, dass die Nachfrage nach strombasiertem Wasserstoff deutlich zunimmt. Von derzeit etwa 50 MW soll die Elektrolyseur-Leistung bis 2030 bis auf 5.000 MW steigen und dafür ca. 20 TWh regenerativer Strom zur Verfügung gestellt werden (Wasserstoffstrategie, 2020). Insgesamt wird in der Strategie für diesen Zeithorizont von einer deutlichen Zunahme des Wasserstoffbedarfs in Deutschland ausgegangen, energetisch von derzeit ca. 57 TWh (dena, 2019) auf 90-110 TWh. Der überwiegende Teil dürfte bis auf Weiteres direkt aus Erdgas (und in Raffinerie-internen Prozessen) gewonnen werden, allerdings ist es – je nach Rahmenbedingungen im Einzelfall – nicht unrealistisch anzunehmen, dass die Nachfrage nach Elektrolyse-Wasserstoff einen Strombedarf von 20 TWh deutlich übersteigen könnte (vgl. auch Kapitel 11).
- Für die Industrie ist davon auszugehen, dass die Unternehmen bei steigenden CO_2-Zertifikatspreisen im Europäischen Emissionshandel bzw. aufgrund des Brennstoffemissionshandelsgesetzes (Unternehmen außerhalb des Emissionshandels) ihre Prozesse aus wirtschaftlichen Überlegungen heraus verstärkt auf Elektrizität umstellen werden. Ein weiterer Treiber ist die zum Teil selbst gesetzte, aber auch von Kunden geforderte Strategie zur klimaneutralen Produktion (vgl. dazu Abschnitt 2.3 und EWK (2020)). So geht der Großabnehmerverband Energie (GAV Energie, 2020) laut einer Umfrage bei seinen Mitgliedsunternehmen in Baden-Württemberg davon aus, dass der Strombedarf in der Industrie bis 2030 um 10-20 % steigen könnte. Sollte sich dieser Trend deutschlandweit einstellen, wäre ggü. 2019 mit einer zusätzlichen Stromnachfrage von über 20 TWh bis etwa 50 TWh zu rechnen[5,6].

[3] Der Sektor Energiewirtschaft umfasst öffentliche Kraftwerke und Heizwerke (Quellgruppe 1.A.1.a nach dem Treibhausgasinventar), Raffineriefeuerungen und -kraftwerke (1.A.1.b) sowie Kokereien und andere Anlagen des Umwandlungssektors einschließlich deren Kraftwerke (1.A.1.c). Darüber hinaus umfasst die Energiewirtschaft im Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung den Erdgaspipelinetransport (1.A.3.e) sowie diffuse Emissionen aus der Energienutzung (1.B).

[4] In BMWi (2020) werden für 2019 578 TWh angegeben, in BDEW (2020) 569 TWh.

[5] Diesen Trend bestätigen auch Aussagen großer Unternehmen der energieintensiven Grundstoffindustrie. So könnte sich bei BASF im Rahmen der Umsetzung der Carbon Management-Strategie des Unternehmens der Strombedarf allein am Standort Ludwigshafen um den Faktor drei bis vier von 6,2 TWh (2019) auf über 20 TWh erhöhen (BASF, 2020); dies aber im Wesentlichen erst ab dem Jahr 2030.

[6] In den Szenarien des Netzentwicklungsplans 2035 der Bundesnetzagentur (BNetzA, 2020) wird von einer Zunahme des Nettostromverbrauchs der Industrie bis 2035 um 34,8 TWh bis 53,8 TWh ausgegangen.

- Für den Straßenverkehr wird im NECP ein steigender Strombedarf aufgrund des erwarteten Markthochlaufs der Elektromobilität auf einen Bestand von über 7 Mio. Fahrzeugen berücksichtigt (Prognos, 2020). Sofern jedoch die Förderung von Elektro-Pkw und weitere Maßnahmen wie die Absenkung der CO_2-Flottengrenzwerte für Neufahrzeuge im Rahmen des Europäischen Green Deals umgesetzt werden, könnte dies zu einem deutlich höheren Bestand führen. Die Diffusionsgeschwindigkeit könnte zwar durch den Ausbau der Ladeinfrastruktur gehemmt werden, aus Sicht der Expertenkommission ist aber ein Bestand von 10 Mio. Fahrzeugen nicht unrealistisch (vgl. Abschnitt 2.5). Dies dürfte zu einem zusätzlichen Strombedarf im Verkehr in der Größenordnung von 5-8 TWh führen. Durch eine zunehmende Verlagerung von Straßenverkehren, sowohl Güter- als auch Personenverkehren, auf die Schiene könnte ein Strommehrbedarf in der Größenordnung von 2 TWh entstehen. Im Gegensatz dazu ist die Expertenkommission skeptisch, ob die Elektrifizierung von bis zu einem Drittel des Lkw-Verkehrs bis 2030 nach dem NECP umzusetzen ist. In der Summe könnte sich der Strombedarf des Sektors Verkehr von 15 TWh (2019) mehr als verdoppeln.
- Im Sektor Gebäude könnte sich ebenfalls ein stärkerer Trend zur Elektrifizierung einstellen, der sich insbesondere durch die Entwicklung des Wärmepumpenmarktes bei einem ambitionierteren Klimaschutzziel ergibt. So geht Agora Energiewende (2020) von einem Anstieg auf 6 Mio. Anlagen aus (2018: 1,2 Mio.), der mit einem Strombedarf von 30 TWh verbunden ist, während dem NECP im Szenario mit den Maßnahmen des Klimaschutzprogramms 2030 etwa 18 TWh hinterlegt sind (nur Haushalte) (Prognos, 2020).

24. In der Summe könnten die skizzierten Entwicklungen dazu führen, dass sich der Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2030 um 10 % oder mehr erhöht. Dass dem nennenswerte zusätzliche Einsparungseffekte gegenübergestellt werden können, scheint fraglich, weil die dem NECP zugrundgelegte Effizienzstrategie (Minderung um 5,7 %) bereits auf den ambitionierten Maßnahmen der Fortschreibung des Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz (NAPE 2.0) beruht und sich in der Vergangenheit gezeigt hat, dass angestrebte Einsparpotenziale vielfach nur teilweise erreicht werden konnten. Dennoch sollte der Minderungspfad für die Energieeffizienz bei Stromanwendungen unbedingt verfolgt werden, weil die Bereitstellung zusätzlicher Strommengen, insbesondere aus erneuerbaren Energien, schnell an Grenzen stößt (vgl. unten).

25. Für die Strombereitstellung wird nach dem NECP (bei einem Bruttostromverbrauch von etwa 580 TWh) davon ausgegangen, dass Deutschland Netto-Stromexporteur bleibt. Der Saldo wird in den dem NECP hinterlegten Szenarien – bei etwas unterschiedlichem Bruttostromverbrauch – jedoch unterschiedlich hoch angesetzt: mit 45 TWh (Politikszenarien IX, 2020) bzw. 18 TWh (Prognos, 2020)[7]. Die Bruttostromerzeugung aus Kohle sinkt aufgrund des beschlossenen Kohleausstiegs, während der Beitrag von Erdgas und den erneuerbaren Energien zunimmt. Die resultierenden THG-Emissionen liegen dann im Bereich von 150 Mio. t CO_2-Äq. (einschl. der öffentlichen Wärmeversorgung, die aber nur einen geringen Anteil ausmacht).

26. Ein wesentlicher strukturbestimmender Faktor für den Strommix ist der Preis für Emissionsrechte im ETS. Dem NECP ist hierfür ein Anstieg auf 35 Euro/t CO_2 zugrunde gelegt, der aus dem bisherigen EU-Referenzszenario aus dem Jahr 2016 übernommen wurde. Vor dem Hintergrund der aktuellen Diskussion um ein ambitionierteres europäisches Klimaschutzziel scheint es jedoch wahrscheinlich, dass es zu deutlich höheren Preisen kommen wird, selbst wenn in einigen, vor allem in den stark auf politische Interventionen wie Grenzwertsetzungen für

[7] Zur Abschätzung der Treibhausgasminderungswirkung des Klimaschutzprogramms 2030 wurde neben dem im NECP vorrangig zitierten Gutachten (Prognos, 2020) im Auftrag des BMWi ein weiteres Gutachten (Politikszenarien IX, 2020) im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) und des Umweltbundesamtes erstellt.

CO_2 etc. setzenden Szenarien (z. B. Szenario REG) im Impact Assessment nur moderate Anstiege erwartet werden. In den stärker marktorientierten Szenarien hingegen liegt die Bandbreite zwischen 44 $Euro_{2015}$/t CO_2 (Szenario MIX) und 60 $Euro_{2015}$/t CO_2 (Szenario CPRICE). In diesen Fällen ist davon auszugehen, dass die Verstromung von Kohle sehr viel schneller zurückgeht als im NECP angenommen und der Kohleausstieg de facto bis zum Jahr 2030 erfolgt. Auch die Bundesnetzagentur berücksichtigt im Rahmen des Netzentwicklungsplans Strom (BNetzA, 2020) u. a. einen Zertifikatspreis von 53 Euro/t CO_2, wobei ein Kohleausstieg in den Szenarien explizit nur für das Jahr 2035 ausgewiesen wird (auch weil das Stützjahr 2030 nicht berücksichtigt wird[8]).

27. Unter dieser Maßgabe stellt sich die Frage, durch welche Alternativen die wegfallende Kohlestromerzeugung ersetzt werden kann - bei einem möglichen gleichzeitigen Anstieg des Strombedarfs. Primär infrage kommen dafür

- eine stärkere Umstellung auf Erdgas (ggf. auch z. T. klimaneutrales Erdgas),
- ein schnellerer Ausbau der erneuerbaren Energien und/oder
- Stromimporte (bzw. die Reduktion der Stromexporte).

28. Die Rolle von Erdgas wird vor allem mit Blick auf die Aufrechterhaltung der Versorgungszuverlässigkeit und den Betrieb von Fernwärmenetzen bedeutsam sein. Dabei dürfte eine Umrüstung von Kohlekraftwerken die wahrscheinlichste Option darstellen. Mit Blick auf die längerfristig angestrebte Klimaneutralität sollte die Nutzung von Erdgas jedoch in Grenzen gehalten werden, um Lock-in-Effekte zu vermeiden.

29. Für die erneuerbaren Energien wird im NECP der von der Bundesregierung angestrebte Anteil von 65 % am Bruttostromverbrauch ungefähr erreicht[9]. Die Regenerativstromerzeugung steigt dabei auf 371 TWh (2019: 244,3 TWh). Ob ein zusätzlicher Strombedarf im Jahr 2030 vollständig durch erneuerbare Energien gedeckt werden kann, scheint angesichts der Zubauentwicklung der letzten Jahre, vor allem aber aufgrund der strukturellen Probleme wie der unzureichenden Flächenkulisse oder der Akzeptanz von Windenergieanlagen an Land fraglich, selbst wenn die Ausschreibungsvolumina erhöht werden (vgl. Kapitel 4 und 5). Im Bereich der Photovoltaik scheint ein schnellerer Ausbau eher möglich, insbesondere dann, wenn solare Baupflichten umgesetzt werden, die zwar in einigen Bundesländern vorgesehen sind, bislang jedoch nicht auf Bundesebene etabliert wurden. Wichtig ist es dabei vor allem, auch den Gebäudebestand verstärkt in den Blick zu nehmen. In der Summe dürfte sich die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2030 vermutlich nicht nennenswert über einen 65 %-Anteil hinaus steigern lassen, dies dann aber – gegenüber dem bisherigen Ziel der Bundesregierung - beim hier angesetzten höheren Strombedarf (Abbildung 3).

30. Als Residualgröße für die Deckung des Strombedarfs verbleibt somit der Außenhandel. Sehr wahrscheinlich dürfte sich Deutschland vom Nettoexporteur zum –importeur entwickeln. Ein Saldo im zweistelligen TWh-Bereich ist infrastrukturell sicherlich möglich, allerdings ist zu gewährleisten, dass jederzeit auch die notwendigen Leistungsbilanzen erfüllt werden können. Damit durch den Stromimport Emissionen nicht ins europäische Ausland verlagert werden, sollten länderübergreifende Vorhaben im Bereich der erneuerbaren Energien gestärkt werden (vgl. Kapitel 4 und EWK, 2020).

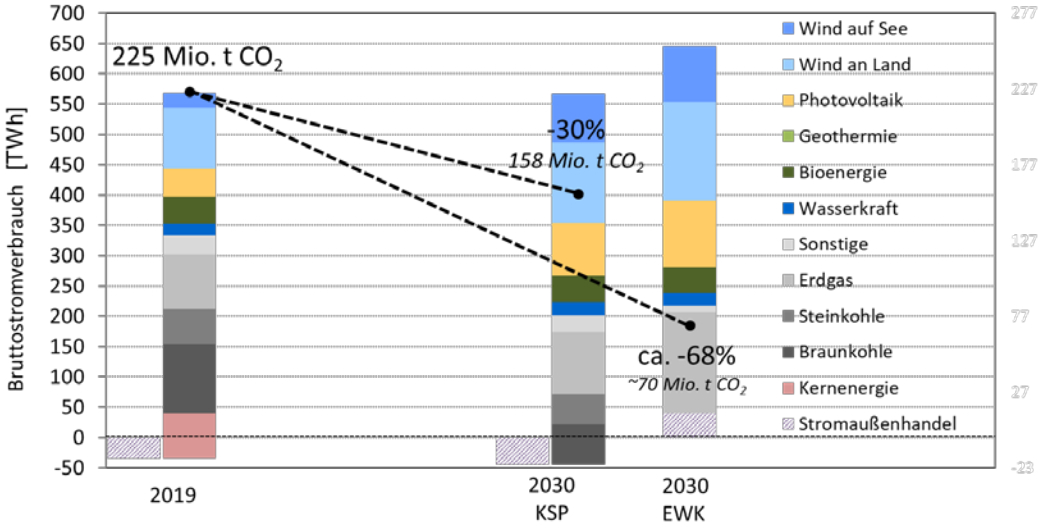
31. Diesen Überlegungen folgend zeigt Abbildung 3 aus Sicht der Expertenkommission eine von mehreren möglichen Entwicklungen des Bruttostromverbrauchs und des Erzeugungsmixes, die zu einem Rückgang der CO_2-

[8] Dies zeigt unabhängig davon die Dringlichkeit eines schnellen Netzausbaus, der auf die neue Situation angepasst werden muss (vgl. dazu Kapitel 6).

[9] Der Wert wird mit 62,7 % ausgewiesen, weil in diesem Kontext von einem etwas höheren Bruttostromverbrauch (591 TWh statt 580 TWh) ausgegangen wird.

Emissionen gegenüber dem Jahr 2019 um etwa 150 Mio. t bzw. 68 % führt. Im Vergleich dazu ist eine Struktur nach den Politikszenarien IX (2020) unter Berücksichtigung des Klimaschutzprogramms 2030 der Bundesregierung (KSP) dargestellt. Der Ausstieg aus der Kohleverstromung in diesem Zeitraum bewirkt somit eine zusätzliche Minderung um netto (unter Berücksichtigung u. a. des verstärkten Erdgaseinsatzes) etwa 80 Mio. t CO_2.

Abbildung 3: Mögliche Entwicklungen des Bruttostromverbrauchs und der CO_2-Emissionen bis zum Jahr 2030



Hinweise: Der Bruttostromverbrauch ergibt sich aus der Summe der Bruttostromerzeugung und dem Stromsaldo mit dem Ausland (unabhängig vom Erzeugungsmix): pos. Wert = Nettostromimport, neg. Werte = Nettostromexport (für 2019 und 2030 KSP gesondert dargestellt). Für die Bilanzierung der Emissionen gilt das so genannte Territorialprinzip. Demnach werden Deutschland die Emissionen aller ortsfesten Anlagen in Deutschland zugerechnet.
KSP = Szenario mit Maßnahmen des Klimaschutzprogramms 2030 nach Politikszenarien IX (2020); in Prognos (2020) ähnliche Erzeugungsstruktur, allerdings deutlich geringerer Stromexport (-18 TWh ggü. -45 TWh).
EWK = Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ (Energiewendekommission)
Daten 2019: BDEW (2020)

2.3 Perspektive für den Sektor Industrie

32. Der Sektor Industrie (Verarbeitendes Gewerbe und Industrieprozesse im Sinne der Klimaberichterstattung) verursachte im Jahr 2019 mit ca. 188 Mio. t CO_2-Äq. (Klimaschutzbericht, 2020) 23 % der THG-Emissionen in Deutschland. Größte Emittenten sind die energieintensive Grundstoffindustrie wie die Stahl- (2017: 29 %), Grundstoffchemie- (19 %) und die Zementindustrie (10 %) (Agora Energiewende, 2019; Garnadt et al., 2020). In der Abgrenzung des Klimaschutzplans 2050 der Bundesregierung bzw. des NECP entfallen im Sektor Industrie etwa zwei Drittel auf energiebedingte und ein Drittel auf prozessbedingte Emissionen.

33. Das Bundes-Klimaschutzgesetz sieht eine Minderung der THG-Emissionen für den Sektor Industrie auf 140 Mio. t CO_2-Äq. bis zum Jahr 2030 vor, die im NECP für das Szenario mit den Maßnahmen des Klimaschutzprogramms 2030 (KSP-Szenario) ungefähr erreicht werden. Als wichtige Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz in der Industrie werden im NECP genannt:

- EU-ETS Innovationsfonds: Weiterentwicklung des NER300-Programms
  (Förderung von Investitionen in innovative CO_2-arme Demonstrationsprojekte).
- Nationales Dekarbonisierungsprogramm
  (u. a. Förderung von Forschung und Entwicklung, Erprobung und Markteinführung von Technologien zur Reduktion prozessbedingter THG-Emissionen in emissionsintensiven Industrien).
- Programm CO_2-Vermeidung und -Nutzung in Grundstoffindustrien
  (u. a. Förderung von Technologien und Maßnahmen zur CO_2-Kreislaufführung - Carbon Capture and Utilisation (CCU) – sowie Anpassung und Skalierung von CO_2-Abscheidemethoden auf industrielle Anlagen - Carbon Capture and Storage (CCS)).
- Weiterentwicklung der Effizienznetzwerke
  (u. a. Verbesserung des Know-how-Transfers zwischen Unternehmen).
- Ressourceneffizienz und –substitution
  (Ziel ist u. a. durch Beratung, finanzielle Förderung sowie Fortbildung und Berufsausbildung die Verankerung des Prinzips der Kreislauf- bzw. Stoffstromwirtschaft in Produktionsprozessen, um bislang nicht ausgeschöpfte Emissionsminderungspotenziale zu erschließen).
- Beratung und Information.
- weitere finanzielle Fördermaßnahmen, vor allem für KMU.
- Fortbildung und Berufsausbildung.
- Energiesteuerbegünstigungen
  (Prüfung durch die Bundesregierung, inwieweit die bestehenden Energiesteuerbegünstigungen für fossile Energieträger stärker an den klimapolitischen Zielen der Bundesregierung ausgerichtet werden können).

34. Andererseits würde ein ambitionierteres europäisches Klimaschutzziel mit der zu erwartenden Folge höherer Zertifikatspreise die Zielerreichung im Industriesektor nicht nur auf der Effizienzseite, sondern auch seitens der Energieträger und Produktionsprozesse begünstigen. In den Politikszenarien IX (2020) zur Abschätzung der Treibhausgasminderungswirkung des Klimaschutzprogramms 2030 der Bundesregierung wird zurecht darauf hingewiesen, dass bei dem auch im NECP angesetzten Preispfad für Zertifikate im europäischen Emissionshandel (35 Euro/t CO_2 im Jahr 2030) die Umsetzung von Klimaschutzmaßnahmen für Unternehmen wirtschaftlich vielfach unattraktiv ist und die auf 3-4 Mrd. Euro bis 2030 bezifferte „Betriebskostenlücke“ anderweitig geschlossen werden müsste. Diese Lücke z. B. über Zuschüsse zu den Betriebskosten bei Klimaschutzmaßnahmen zu schließen, ist jedoch beihilferechtlich problematisch. Daher ist die Anhebung der CO_2-Preise vorzuziehen.

35. Neben der aus Sicht der Expertenkommission kritisch zu bewertenden Annahme zum Rückgang des Endenergieverbrauchs in der Industrie ist insbesondere die im NECP hinterlegte Entwicklung des industriellen Strombedarfs diskussionswürdig, weil sich daraus verschiedene Folgewirkungen ergeben: Im NECP bzw. den beiden Begleitstudien wird von einem Rückgang der Stromnachfrage um etwa 10 % auf gut 200 TWh in 2030 ausgegangen, wobei hier durchaus gegenläufige Effekte erwartet werden. So steht in den Politikszenarien IX den Effizienzgewinnen bei Stromanwendungen u. a. eine Verdoppelung der elektrischen Prozesswärmebereitstellung (auf etwa 18 TWh) gegenüber. Wahrscheinlicher dürfte es aus Sicht der Expertenkommission jedoch insbesondere bei einer Implementierung eines neuen Klimaschutzziels für 2030 sein, dass der Strombedarf insgesamt nennenswert steigt. Dafür sprechen vor allem zwei Gründe:

- Mit Blick auf die bis spätestens 2050 zu erreichende Klimaneutralität sind gerade im Zeitraum bis 2030 erhebliche Prozessumstellungen in der energieintensiven Grundstoffindustrie erforderlich.
- Der Trend zur klimaneutralen Produktion im Verarbeitenden Gewerbe wird deutlich an Intensität gewinnen.

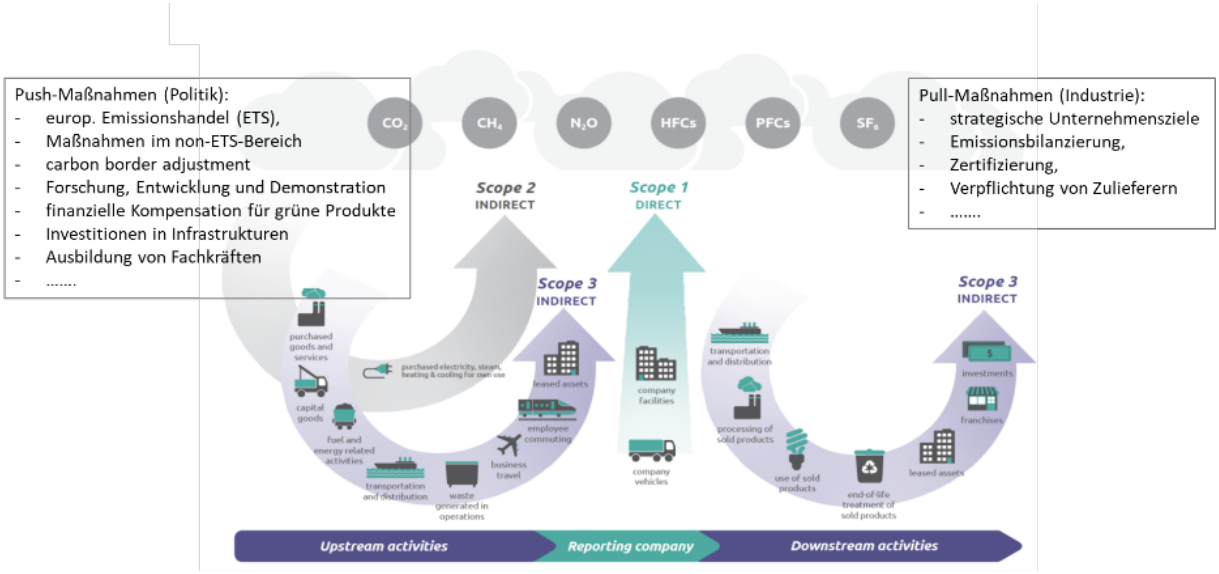
36. In der energieintensiven Grundstoffindustrie stehen in der aktuellen Dekade erhebliche Reinvestitionen an. Nach Agora Energiewende (2019) müssen bis 2030 53 % der Hochöfen in der Stahlindustrie, rund 59 % der Steamcracker in der Grundstoffchemie und rund 30 % der Zementöfen in der Zementindustrie ersetzt werden. Aufgrund der langen Nutzungsdauern dieser Anlagen von 50 und mehr Jahren muss jetzt damit begonnen werden, Investitionen in klimaneutrale Technologien zu lenken, um zeitnah die prozessbedingten Emissionen deutlich zu reduzieren und langfristige Lock-in-Effekte bzgl. der THG-Emissionen auszuschließen. Gleichzeitig ist aber auch die Verlagerung von Produktionsstandorten zu vermeiden. Bei vielen der für die Industrie benötigten Schlüsseltechnologien werden fossile Energieträger durch Elektrizität ersetzt. Dies bezieht auch die Produktion von Elektrolyse-Wasserstoff vor Ort oder an Vorzugsstandorten in Deutschland als Ersatz zur bisher üblichen Dampfreformierung von Erdgas ein, wofür sich im Zuge der Umsetzung der nationalen Wasserstoffstrategie zusätzlich deutliche Impulse ergeben können (vgl. Kapitel 11). Der Trend zum vermehrten Stromeinsatz wird sich vermutlich schneller durchsetzen als bislang angenommen, weil sich im Zuge der aktuellen Diskussion zu ambitionierteren Klimaschutzzielen auch die Politikmaßnahmen konkretisieren, mit denen Investitionen in klimaneutrale Produktionsverfahren so abgesichert werden können, dass das Risiko für Unternehmen und Investoren auf ein akzeptables Maß gesenkt wird. Zum einen handelt es sich um sog. Carbon Contracts for Difference, die bislang zumindest in der deutschen Klimaschutz- und Energiepolitik praktisch keine Rolle spielten (vgl. Kapitel 3 und EWK, 2020), zum anderen arbeitet die EU-Kommission an der Ausgestaltung sog. Carbon Border Adjustment Mechanisms, um die internationale Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen abzusichern.

37. Der zweite Treiber für einen höheren Strombedarf im Verarbeitenden Gewerbe ist der Trend zur klimaneutralen Produktion, der im vergangenen Jahr erheblich an Fahrt aufgenommen hat (EWK, 2019). Sehr stark ist hier die Automobilindustrie vertreten, die vor allem den THG-Minderungsmaßnahmen im Verkehr unterworfen ist (z. B. CO_2-Flottengrenzwerte, vgl. auch Kapitel 9). Mit der Elektrifizierungsstrategie sowie den Forderungen nach hohen Quoten für regenerative Kraftstoffe bei der Umsetzung der Renewable Energy Directive RED II in nationales Recht (28 % bis 2030, Tagesspiegel, 2020) wird der Weg für den klimaneutralen Betrieb der Fahrzeuge vorgezeichnet. Die Unternehmensstrategien gehen aber sehr viel weiter und decken die gesamte produktbezogene Lieferkette auf der Beschaffungsseite (upstream activities) und der Absatzseite (downstream activities) ab, d. h. von der Gewinnung der Rohstoffe bis zum Recycling von Fahrzeugen. Die Motivation der Unternehmen ist dabei vielfältig und reicht von der Anpassung an den aktuellen bzw. einen vorweggenommenen möglichen regulativen Rahmen zur Emissionsminderung (innerhalb und außerhalb Europas) über Kostensenkungen und eine Reduktion von Preisrisiken auf der Beschaffungs- (z. B. Energiekosten) und Absatzseite sowie einer Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit gegenüber Konkurrenten (z. B. bei der Kapitalbeschaffung) bis hin zu öffentlichem Druck und Imagepflege. Denn angesichts des gesellschaftlichen Trends zu klimafreundlichem Konsum müssen die Unternehmen davon ausgehen, dass ihre Produkte (z. B. Pkw) den Anforderungen der Kunden von morgen andernfalls nicht entsprechen und somit nicht mehr marktfähig sein könnten.

38. Die überwiegenden Maßnahmen in den Unternehmen adressieren kurz- und mittelfristig die direkt im Einflussbereich der Unternehmen liegenden Emissionen wie eigene Produktionsstätten, Produktionsprozesse usw. (scope 1) sowie die zugekauften Energieträger wie Strom, Energieträger für Gebäude- und Prozesswärme/-kälte oder Kraftstoffe (scope 2). Auf der längeren Zeitachse werden dann die gesamten upstream und downstream-Lieferketten (scope 3) klimaneutral gestellt (Abbildung 4), nicht zuletzt vor dem Hintergrund von erwartbar

39. en Carbon Border Adjustment Mechanisms, die zu einer Verteuerung von importierten Vorprodukten entsprechend deren CO_2-Fußabdrucks führen können. Während in Branchen wie der Stahl- oder Zementherstellung die prozessbedingten Emissionen im Fokus stehen, können bei den OEM in der Automobilindustrie durchaus 90 % auf den scope 3 entfallen (Roland Berger, 2019; Garnadt et al., 2020). Deshalb haben die Unternehmen bereits begonnen den scope 3 in den Blick zu nehmen. Beispiele sind Daimler und Bosch: So strebt Mercedes-Benz Cars bis 2039 eine CO_2-neutrale Neuwagenflotte entlang der gesamten Wertschöpfungskette an (Daimler, 2019) und Bosch will sich bereits 2021 klimaneutral stellen, wobei hier momentan noch Kompensationsmaßnahmen eine große Rolle spielen (Bosch, 2019). Die OEM haben darüber hinaus bereits begonnen, ihre Zulieferunternehmen – große ebenso wie mittlere und kleine – auf diese Strategie auszurichten.

Abbildung 4: Klimaneutrale Produktion in der Industrie – Emissionen entlang der Wertschöpfungskette sowie push- und pull-Maßnahmen

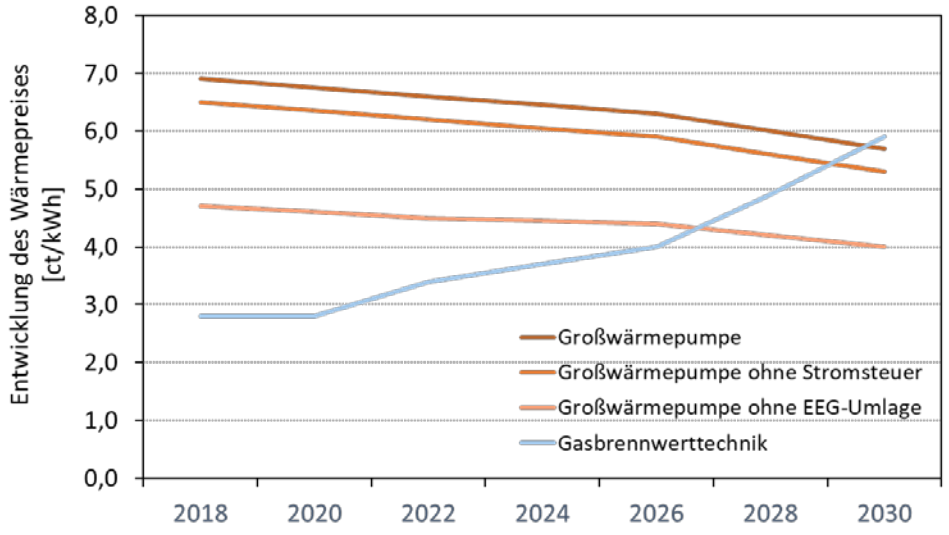


Quelle: Eigene Darstellung, Abbildung: GGP (2011)

40. Durch eigene Ambitionen oder durch von Kunden vorgegebene Anforderungen, in Richtung Klimaneutralität zu gehen, werden die Unternehmen des Verarbeitenden Gewerbes auch außerhalb des ETS mehr und mehr dazu übergehen, neben Energieeinsparungen auch CO_2-intensive Energieträger durch CO_2-ärmere auszutauschen oder fossile Brennstoffe durch Stromanwendungen zu ersetzen. Durch die Substitution fossiler Brennstoffe durch Elektrizität verlagern die Unternehmen ihre Emissionen vom scope 1 zum scope 2 und entlasten damit ihre Emissionsbilanz vor Ort. Wird in die Bilanzierung des Carbon Footprints ihrer Produkte allerdings der scope 2 einbezogen, spielt der Mix des Strombezugs eine große Rolle. Um sich auch hier CO_2-neutral zu stellen, können die Unternehmen beispielsweise sog. Power Purchase Agreements (PPA) für Grünstrom abschließen. Für die Unternehmen bieten vor allem langlaufende Verträge darüber hinaus die Möglichkeit, erwarteten Preisrisiken auf dem allgemeinen Strommarkt zu begegnen. In Europa ist in den letzten Jahren ein erheblicher Zuwachs von PPAs zu beachten. In Deutschland ist dieser Markt noch begrenzt, dürfte aber in den kommenden Jahren deutlich steigen, weil zunehmend Anlagen aus der EEG-Förderung ausscheiden und nach neuen Vermarktungsoptionen suchen: Mitte der 2020er Jahre sind dies bereits ca. 16 GW Windkapazitäten und im Jahr 2030 etwa 26 GW zuzüglich etwa 11 GW Photovoltaik (vgl. auch Kapitel 4 und 5 sowie EWK, 2019).

41. Die Umstellung von fossilen Energieträgern auf (grünen) Strom ist für viele Unternehmen, die nicht dem Emissionshandel unterliegen, auch aus der absehbaren Preisentwicklung nach dem Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) von Interesse. Nach der am 8. Oktober 2020 vom Bundestag verabschiedeten Fassung wird der Zertifikatspreis mit der Einführung zum 1. Januar 2021 auf 25 Euro/t CO_2 fixiert und steigt in jährlichen Schritten bis 2025 auf 55 Euro/t CO_2 (Bundestag, 2020). Anschließend soll sich der Preis marktwirtschaftlich bilden. Es wird jedoch zunächst ein Preiskorridor gelten (im Jahr 2026 zwischen 55 und 65 Euro/t CO_2). Bei einem Zertifikatspreis von 60 Euro/t CO_2 erhöht sich der Arbeitspreis für Erdgas um etwa 1,2 ct/kWh. Damit dürfte die Umstellung von Erdgas auf Strom für zahlreiche Produktionsverfahren sukzessive vorteilhaft werden, zumal das absehbar niedrige Zinsniveau für entsprechende Investitionen förderlich ist. Es ist zwar zu erwarten, dass der Großhandelspreis für Strom durch den Abbau von Überkapazitäten, den höheren Anteil von Erdgas und höhere Preise für Zertifikate im ETS steigt, die für Investitionsentscheidungen relevante, längerfristig zu erwartende Preisentwicklung dürfte jedoch im Geltungsbereich des BEHG deutlich höher liegen als im ETS. So wird z. B. in Prognos (2020) bis zum Jahr 2030 ein Anstieg auf 180 Euro/t CO_2 (real 140 /t CO_2) angenommen. Abbildung 5 zeigt dazu für die Umstellung der Prozesswärmebereitstellung ein Beispiel, wobei der Industriestrompreis aus Veranschaulichungsgründen mit 6,5 ct/kWh konstant angenommen wurde. Danach ist die Umstellung vor 2030 vorteilhaft und insbesondere dann, wenn die Politik zusätzliche Maßnahmen ergreift, um die EEG-Umlage zu senken (Variante „ohne EEG-Umlage“).

Abbildung 5: Vergleich der Entwicklung des Wärmepreises für neuinstallierte Großwärmepumpen (5 MW) und für die Erdgasbrennwerttechnik für die Prozesswärmebereitstellung in der Industrie



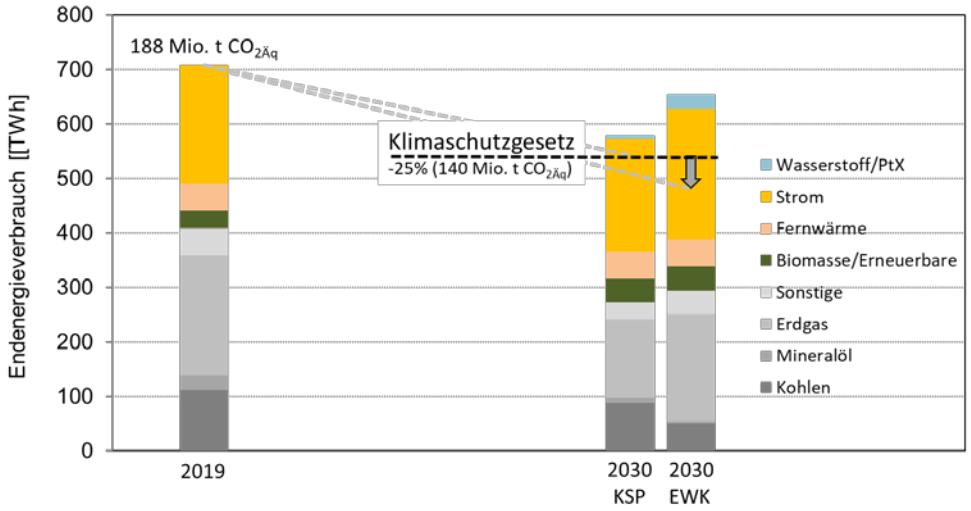
Quellen: ISI (2020), WEO (2020), Prognos (2020)
Darstellung der Entwicklung des Wärmepreises im Sinne einer vergleichenden Vollkostenbetrachtung für jeweils neu installierte Anlagen. Berücksichtigung der Wirkung des BEHG (60 Euro pro Tonne CO_2 in 2026 und 140 Euro pro Tonne CO_2 in 2030 nach Prognos (2020)) auf den Erdgaspreis sowie der Preisprognose für Erdgas gemäß WEO (2020). Berücksichtigung von Kostensenkungen durch Lerneffekte für die Wärmepumpen gemäß FhG ISI (2020).

42. Insgesamt könnte sich die Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Industrie wie in Abbildung 6 dargestellt vollziehen. Ausgehend von den aktuellen Daten ist hier die Entwicklung bis 2030 nach dem NECP für das Szenario KSP skizziert, d. h. unter Berücksichtigung des Klimaschutzprogramms 2030 der Bundesregierung. Die Struktur wurde aus Prognos (2020) übernommen. Im Vergleich dazu ist eine von mehreren denkbaren Entwicklungen bis 2030 dargestellt, die davon ausgeht, dass der Strombedarf der Industrie um etwa 10 % steigt (vgl.

Abschnitt 2.2) und sich Fortschritte bei der Reduktion des Endenergieverbrauchs nicht ganz so schnell umsetzen lassen, wie im NECP angenommen. Die strukturellen Veränderungen in der energieintensiven Grundstoffindustrie wurden im Wesentlichen von Agora Energiewende (2020) übernommen. Danach erbringen die größten Minderungsbeiträge die Stahlindustrie sowie die chemische Industrie. So werden beispielsweise keine Hochöfen mehr neu in Betrieb genommen, sondern stattdessen ab Mitte der 2020er-Jahre alle zur Reinvestition anstehenden Hochöfen durch Anlagen zur Direktreduktion von Eisenoxid zu Roheisen ersetzt und in der Chemieindustrie kommt es u. a. zu einer stärkeren Flexibilisierung der Feedstocks.

43. Die skizzierten Trends zu effizienteren Produktionsverfahren, zur Substitution CO_2-intensiver Energieträger wie Kohle durch CO_2-arme bzw. CO_2-freie oder die Substitution von Brennstoffen durch Elektrizität können dazu beitragen, das Erreichen des Klimaschutzziels nach dem Klimaschutzgesetz für den Sektor Industrie zu unterstützen und zu einem robusteren Zielpfad führen, wenngleich dadurch in der Konsequenz die Anforderungen insbesondere an den Sektor Energiewirtschaft steigen. Im Zuge eines neuen europäischen Klimaschutzziels für 2030 und der weiteren Umsetzung des europäischen Green Deals ist auch ein stäkerer Rückgang der Treibhausgasemissionen möglich (in Abbildung 6 auf etwa 130 Mio. t CO_2-Äq.). Aus Sicht der Expertenkommission ist es deshalb wichtig, dass die Bundesregierung die unterschiedlichen Entwicklungslinien prüft und falls erforderlich, die Maßnahmen im Rahmen des Klimaschutzprogramms 2030 neu justiert. Dies betrifft insbesondere Maßnahmen zur stärkeren Unterstützung der Transformation der energie- und emissionsintensiven Grundstoffindustrie.

Abbildung 6: Mögliche Entwicklungen des Endenergieverbrauchs und der THG-Emissionen im Sektor Industrie bis zum Jahr 2030



Daten 2019: AGEB (2020)
KSP = Szenario mit Maßnahmen des Klimaschutzprogramms 2030 nach Prognos (2020)
Gesamtemissionen 2030: 143 Mio. t CO_2-Äq., davon 49,2 Mio. t CO_2-Äq. Prozessemissionen
EWK = Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

2.4 Perspektive für den Sektor Gebäude

44. Der Sektor Gebäude umfasst nach der Abgrenzung des Bundes-Klimaschutzgesetzes (KSG) die Verbrennung von Brennstoffen in Haushalten sowie im Handel und sonstigen Einrichtungen (Behörden, Militär) und ist damit im Wesentlichen deckungsgleich mit der sektoralen Abgrenzung „Haushalte“ (HH) und „Gewerbe, Handel,

Dienstleistungen“ (GHD) nach der Energiebilanz. Die THG-Emissionen betrugen im Jahr 2019 nach vorläufigen Angaben 122 Mio. t CO_2-Äq. (Klimaschutzbericht, 2020), wobei die mit der Bereitstellung von Strom- und Fernwärme verbundenen Emissionen im Sektor Energiewirtschaft bilanziert werden.

45. Das KSG sieht vor, die Emissionen im Gebäudesektor bis zum Jahr 2030 auf 70 Mio. t CO_2-Äq. zu senken. Im NECP wird eine etwas abweichende Darstellung verwendet, das hinterlegte Szenario geht aber davon aus, dass die Maßnahmen des Klimaschutzprogramms 2030 der Bundesregierung (KSP-Szenario) zu einer Reduktion auf 78 Mio. t CO_2-Äq. führen und somit eine Lücke von 8 Mio t CO_2-Äq. zum KSG verbleibt (Prognos, 2020).

46. Erreicht werden soll die CO_2-Minderung nach dem NECP durch eine Reduktion des Endenergieverbrauchs (EEV) um 14 % ggü. 2019 (im Bereich Haushalte -15,6 %, im Bereich GHD -11,1 %) sowie durch Energieträgerwechsel. Als Maßnahmen sind dafür u. a. vorgesehen:

- Gebäudeenergiegesetz (GEG) mit Anreizen zur Übererfüllung der gesetzlichen Anforderungen an den baulichen Wärmeschutz von neuen Wohn- und Nichtwohngebäuden sowie mit Anforderungen an bestehende Gebäude.
- Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) und die Förderung der sog. seriellen Sanierung, d. h. die energetische Sanierung mit vorgefertigten Elementen usw., um Sanierungen schneller und kostengünstiger durchführen zu können.
- Steuerliche Förderung der energetischen Gebäudesanierung.
- Förderung von Energieberatungen für Wohngebäude und private Haushalte sowie für Nichtwohngebäude von Kommunen und gemeinnützigen Organisationen.
- CO_2-Bepreisung von Brennstoffen nach dem Bundesemissionshandelsgesetz (BEHG) einschließlich des Verbots monovalenter Ölheizungen ab 2026.
- Vorbildfunktion von Bundesgebäuden.
- Marktanreizprogramm für erneuerbare Energien im Wärmemarkt (MAP).
- Ausbau der Förderprogramme für Wärmenetze, Wärmespeicher und gebäudeübergreifende Investitionen.

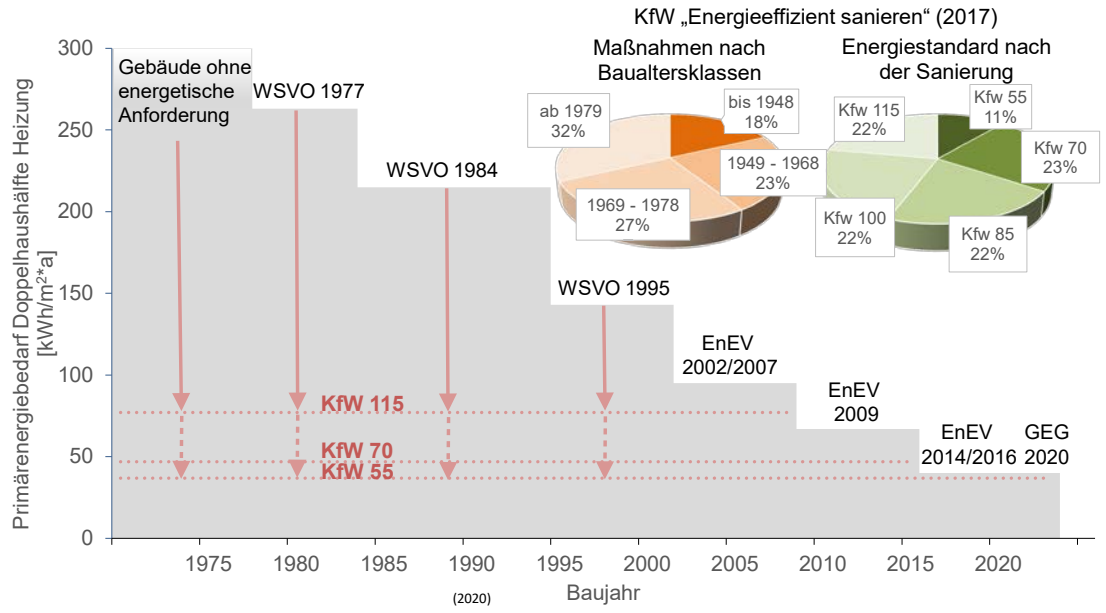
47. Die im NECP hinterlegte Senkung des Endenergieverbrauchs wird in den Szenarien nach Prognos (2020) zum größten Teil bei der Raumwärme erreicht. Für die Wohngebäude reduziert sich der Bedarf ggü. dem Jahr 2019 um etwa 16 % (witterungsbereinigt ca. 20 %). Aus Sicht der Expertenkommission muss diese Zielsetzung als sehr ambitioniert angesehen werden, denn rechnerisch bedeutet dies energetisch – nicht in Bezug auf die Kosten – nichts anderes, als dass mindestens jedes sechste Bestandsgebäude durch einen „Null-Energie“-Neubau ersetzt oder auf einen Energiebedarf von Null saniert werden müsste (bzw. jedes dritte Gebäude auf die Hälfte seines aktuellen Energiebedarfs usw.) und dies ohne Berücksichtigung des zusätzlichen Energiebedarfs, der aus der erwarteten Wohnflächenerweiterung (um gut 10 % der gesamten Wohnfläche bis 2030) hinzukommt.

48. Damit ergeben sich als zentrale Steuerungsgrößen die Sanierungsrate (Quantität) und die Sanierungstiefe (Qualität), die sowohl die Gebäudehülle als auch das Beheizungssystem umfassen. Im Fokus müssen dabei Gebäude stehen, die vor Inkrafttreten der ersten Wärmeschutzverordnung (WärmeschutzV, synonym WSVO) im Jahr 1977 genehmigt und gebaut wurden und somit keinerlei energetischen Anforderungen unterlagen. In diesen Gebäuden befinden sich etwa 28 Mio. der insgesamt 42 Mio. Wohnungen in Deutschland (Destatis, 2020). Trotz inzwischen durchgeführter (Teil)-Sanierungen weisen die Gebäude in vielen Fällen weiterhin einen hohen flächenspezifischen Raumwärmebedarf auf. Dieser liegt häufig um ein Mehrfaches über dem aktuellen Baustandard

(für Einfamilienhäuser vor der 1. WSVO im Mittel ca. 160 kWh/m²*a (dena, 2016), für unsanierte Einfamilienhäuser im Bereich von 250 kWh/m²*a ggü. ca. 50 kWh/m²*a nach dem aktuellen Neubaustandard). Auf diese Gebäude entfallen etwa zwei Drittel des Endenergieverbrauchs für Raumwärme und Warmwasser (dena, 2016).

49. Eine wichtige Maßnahme, um Altbauten zu adressieren, sind seit vielen Jahren die Förderprogramme der KfW. Abbildung 7 zeigt dazu am Beispiel einer Doppelhaushälfte die zeitliche Entwicklung der energetischen Anforderungen (Primärenergie) des jeweils im Baujahr geltendenden Baustandards und Orientierungswerte für die potenzielle, d. h. auf den unsanierten Zustand bezogene Energieeinsparung infolge einer energetischen Sanierung entsprechend der in Förderprogrammen der KfW hinterlegten sog. Effizienzhaus-Standards (EH). Über die KfW-Programme wurde im Zeitraum 2005-2017 die Sanierung von knapp 3 Mio. Wohneinheiten (alle Baualtersklassen) finanziell gefördert. Wie die Abbildung für das Jahr 2017 zeigt, entfielen knapp drei Viertel der Maßnahmen auf die Baualtersklassen bis 1978. Dies entspricht einer Sanierungsrate von 0,7 % des Gebäudebestands in diesem Segment. Für den gesamten Gebäudebestand unter Einbezug jüngerer Gebäude kann davon ausgegangen werden, dass die Sanierungsrate bei etwa 1 % gelegen hat, u. a. weil Einzelmaßnahmen wie die Erneuerung von Fenstern oder Dachdämmungen auch ohne Inanspruchnahme der KfW-Förderung vorgenommen werden.

Abbildung 7: Maßnahmen im KfW Programm „Energieeffizient sanieren“ 2017 (Ein- und Zweifamilienhäuser) und Orientierungswerte für die Sanierungsqualität (Beispiel Doppelhaushälfte)

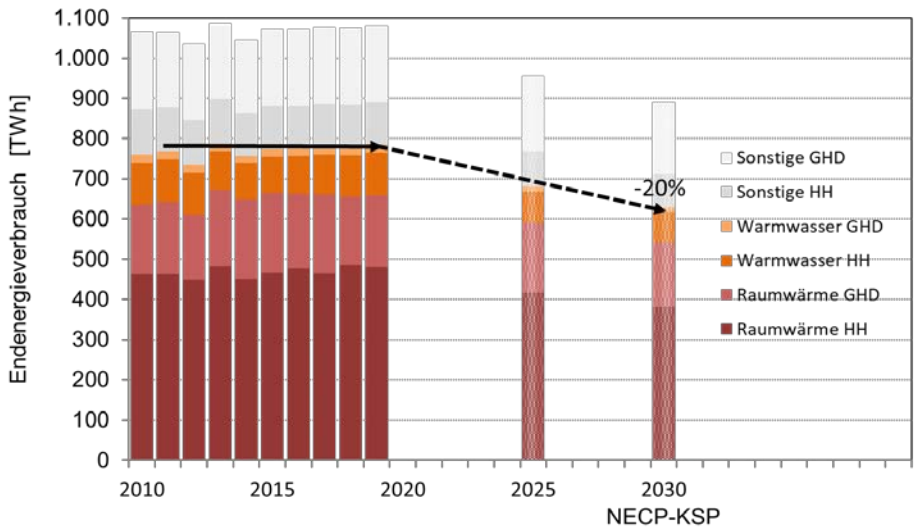


Quellen: iwu (2019), eigene Abschätzung nach FhG IBP (2020)
Die Darstellung zeigt am Beispiel einer Doppelhaushälfte die zeitliche Entwicklung der energetischen Anforderungen (Primärenergie) des jeweils im Baujahr geltendenden Baustandards nach FhG IBP (2020).
WSVO = Anforderungen nach der Wärmeschutzverordnung
EnEV = Anforderungen nach der Energieeinsparverordnung
GEG = Anforderung nach dem Gebäudeenergiegesetz
KfW 115, KfW 70, KfW 55 = KfW-Effizienzhaus-Standards
Eigene Abschätzung der Orientierungswerte für die KfW-Effizienzhaus-Standards als Maß für den Energiebedarf nach einer Sanierung bezogen auf einen energetisch unsanierten Gebäudezustand.

50. Wie Abbildung 8 zeigt, hat sich der Endenergieverbrauch im Bereich der Wohn- ebenso wie der Nichtwohngebäude in den vergangenen 10 Jahren seit Verabschiedung des Energiekonzepts der Bundesregierung

praktisch nicht verändert. Trotz zahlreicher Maßnahmen wie der Aufstockung der Sanierungsförderprogramme, der Umsetzung des Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz (2014), der Anhebung der Baustandards im Zuge der Fortschreibung der Energieeinsparverordnung EnEV und diverser weiterer Maßnahmen im Bereich der Kommunikation, Aus- und Weiterbildung etc. sowie den von Fördermaßnahmen unabhängigen technischen Effizienzfortschritten ist es offenbar lediglich gelungen, den Endenergieverbrauch vom Flächenzuwachs, zunehmenden Komfortbedarf, dem Trend zu Single-Haushalten usw. zu entkoppeln. Das Ziel des Energiekonzepts der Bundesregierung aus dem Jahr 2010 *„Bis 2020 wollen wir eine Reduzierung des Wärmebedarfs um 20 % erreichen. … Dafür ist die Verdopplung der energetischen Sanierungsrate von jährlich etwa 1 % auf 2 % erforderlich“* (Energiekonzept, 2010) wurde somit deutlich verfehlt. Auch im aktuellen Klimaschutzbericht der Bundesregierung wird u. a. festgestellt, dass die mit der Mittelaufstockung des CO_2-Gebäudesanierungsprogramms um seinerzeit 200 Mio. Euro auf 2,0 Mrd. Euro pro Jahr erwartete zusätzliche Treibhausgasminderung nach dem Aktionsprogramm Klimaschutz aus dem Jahr 2014 (0,7 Mio. t CO_2-Äq.) nur gut zur Hälfte (0,4 Mio. t CO_2-Äq.) realisiert werden konnte.

Abbildung 8: Entwicklung des Endenergieverbrauchs in den Sektoren Haushalte sowie Gewerbe, Handel, Dienstleistungen



Quellen: IST-Werte 2010-2019 witterungsbereinigt: AGEB (2020); NECP-KSP = Szenario mit Maßnahmen des Klimaschutzprogramms 2030 nach Prognos (2020)
HH = Haushalte, GHD = Gewerbe, Handel, Dienstleistungen

51. Die 2010 vorgeschlagenen Maßnahmen, etwa eine bessere Ausstattung des CO_2-Gebäudesanierungsprogramms, die steuerliche Förderung von Sanierungen (seinerzeit unter Prüfvorbehalt), eine (mittelfristig) stärkere, schrittweise Ausrichtung der Energiesteuern im Wärmemarkt an den CO_2-Emissionen der fossilen Energieträger, die Ausrichtung des Neubaus (seinerzeit mit der EnEV 2012) auf das Niveau „klimaneutrales Gebäude“ unter Einhaltung des Wirtschaftlichkeitsgebots sowie die Vorbildfunktion des Bundes usw., die als „Kernelemente einer solchen ‚Modernisierungsoffensive für Gebäude‘ “ bezeichnet wurden, decken sich im Wesentlichen mit dem Instrumentenmix des aktuellen NECP. Mit der seit 2020 geltenden steuerlichen Förderung der energetischen Sanierung und dem ab 2021 greifenden Bundesemissionshandelsgesetz wurden allerdings erst jetzt wichtige zusätzliche finanzielle Impulse gesetzt.

52. Nach den Erfahrungen der letzten Jahre drängt sich die Frage auf, ob die Intensität der Maßnahmen ausreichend ist, um die antizipierte THG-Minderung nach dem KSG bzw. dem NECP bis 2030 zu erreichen und ob weitere Maßnahmen zu ergänzen sind, um vor allem auch die Robustheit des Minderungspfades zu verbessern.

53. Zu den erwarteten Auswirkungen des Klimaschutzprogramms 2030 auf die Sanierungsrate und -qualität im Gebäudebestand trifft der NECP keine expliziten Aussagen. Bei Prognos (2020) wird aber davon ausgegangen, dass die Sanierungsrate bei Wohngebäuden im KSP-Szenario auf 1,3 % bei Ein- und Zweifamilienhäusern steigt (Referenzentwicklung[10] 1,1 %, bisher 1 %) und bei Mehrfamilienhäuern auf 1,6 % (Referenz 1,4 %, bisher knapp darunter). Für das Erreichen des Klimaschutzziels 2030 und mit Blick auf den langfristig angestrebten klimaneutralen Gebäudebestand empfehlen andere Untersuchungen hingegen eine deutlich höhere Sanierungsrate, die – je nach Bezugsgröße – eher in Richtung 2 % oder darüber hinausgeht (Wuppertal Institut, 2020). Auch die Umweltministerkonferenz hat sich für eine Verdoppelung der bisherigen Sanierungsrate ausgesprochen (UMK, 2020). Dies erscheint auch aus Sicht der Expertenkommission sehr zielführend. Die Aufstockung der Fördermittel des Bundes von bisher 2 Mrd. Euro auf 2,5 Mrd. Euro ab 2020 (Klimaschutzbericht, 2020) geht in die richtige Richtung, müsste aber ggf. weiter erhöht werden.

54. Im Fokus muss vor allem auch die deutliche Verbesserung der Sanierungsqualität stehen, denn mit den Maßnahmen im KfW-Programm „Energieeffizient sanieren“ wurde im Jahr 2017 nur eine durchschnittliche Energieeinsparung von 22 % (einschließlich der Erneuerung von Heizungssystemen) erzielt. Hier dürfte erhebliche Luft nach oben bestehen. Bliebe es bis 2030 bei diesem Wert, wäre der Gesamteffekt gemessen an der Zielsetzung des NECP gering, selbst wenn eine Sanierungsrate von 2 % p.a. erreicht würde. Die Bundesregierung sollte deshalb prüfen, ob die Förderung für die Standards KfW EH 115, EH 100 und EH 80 eingestellt werden kann und nur noch Maßnahmen gefördert werden, die den KfW EH 70-Standard oder besser erreichen. Dies ist aufgrund der langen Bauteilnutzungszeiten im Gebäudebereich nicht zuletzt mit Blick auf die Klimaneutralität essenziell, um Lock in-Effekte zu vermeiden. Weil ein Teil der Adressaten bei einer solchen Umstellung nicht mehr erreicht werden könnte, sollte die Förderung für hochwertige Sanierungen erhöht werden, wie dies mit dem Klimaschutzprogramm 2030 bereits z. T. umgesetzt wurde. Zu prüfen wäre weiterhin, ob eine größere Flexibilität bei den Fördermodalitäten geschaffen werden kann, die bislang u. a. auf zinsverbilligten Förderdarlehen in Kombination mit einem Tilgungszuschuss beruhen (z. B. im KfW-Programm „Energieeffizient sanieren“). Denn aufgrund des weiterhin zu erwartenden niedrigen Zinsniveaus am Kapitalmarkt dürften höhere Zuschüsse anstelle von Förderdarlehen die Akzeptanz der Maßnahmen deutlich erhöhen. Andererseits ist zu beachten, dass die Förderquote schon jetzt sehr hoch sein kann, denn es können bis zu 100 % der Kosten finanziert werden und der Tilgungszuschuss beträgt je nach Effizienzhausstandard bis zu 40 % des Kreditbetrags (35 % beim KfW EH 70-Standard) (KfW, 2020).

55. Die genannten Empfehlungen finden sich auch im NECP wieder, allerdings nur im Kontext der „Vorbildfunktion“ für Bundesgebäude. Diese sollte aus Sicht der Expertenkommission im Übrigen auch analog von den Bundesländern für ihre landeseigenen Gebäude übernommen werden. Für Bundesgebäude soll ab 2022 die bereits im Energiekonzept der Bundesregierung aus dem Jahr 2010 vorgesehene Anhebung der Sanierungsrate auf 2 % umgesetzt werden. Darüber hinaus ist ab 2020 der KfW EH 55-Standard als Mindeststandard für Sanierungen vorgesehen (Neubauten des Bundes sollen ab 2022 nach dem KfW EH 40-Standard erfolgen). Eine der Herausforderungen für die Zielerreichung des Klimaschutzgesetzes besteht also darin, vergleichbare Strategien nicht nur für Bundesgebäude, sondern auch in der Breite umzusetzen. Dies wäre nicht zuletzt eine robuste Maßnahme

[10] Das Referenzszenario im NECP berücksichtigt Politiken und Maßnahmen, die bis zum 31. Dezember 2017 durchgeführt oder verabschiedet wurden.

unter Berücksichtigung weiter steigender Jahresmitteltemperaturen infolge des Klimawandels, weil im Sommer mit einem deutlich steigenden Bedarf an Energie zur Raumklimatisierung zu rechnen ist.

56. Obwohl für die Zielerreichung des NECP die Erhöhung der Anzahl von Sanierungen und deren energetischen Qualität im Gebäudebestand ein zentrales Handlungsfeld darstellen, sollten auch die Qualitätsstandards für Bauteilerneuerung bzw. Neubauten nach dem GEG überprüft werden. Hier ist insbesondere auf das sog. Kostenoptimalitätskriterium zu verweisen, das vor dem Hintergrund der erwarteten Brennstoffpreise infolge des BEHG nicht mehr zeitgemäß erscheint (vgl. Kapitel 8). Die von der Bundesregierung für 2023 vorgesehene Überprüfung der energetischen Standards entsprechend der europarechtlichen Vorgaben sollte deshalb deutlich vorgezogen werden.

57. Große Erwartungen für die Verbesserung der Energieeffizienz von Gebäuden werden in die Wirkungen der CO_2-Bepreisung von Brennstoffen nach dem BEHG gesetzt. In Prognos (2020a) trägt dieser Hebel maßgeblich dazu bei, die Sanierungsrate bei Einfamilienhäusern bereits im Jahr 2022 von 1 % auf knapp 1,3 % und bei Mehrfamilienhäusern von 1,3 % auf 1,6 % zu erhöhen. Weiterhin wird dadurch eine erhöhte Sanierungsqualität erwartet, die zu einer zusätzlichen Einsparung von 8 % führt. In der Multiplikation ist somit die Auswirkung auf den Energiebedarf noch einmal höher. Dabei ist unterstellt, dass der CO_2-Preis längerfristig sehr stark ansteigt: in den im Gutachten untersuchten zwei Varianten bis 2030 auf 120-140 Euro/t CO_2 in realen Preisen. Ob sich Sanierungsmaßnahmen im erwarteten Umfang tatsächlich einstellen werden, ist aus Sicht der Expertenkommission differenziert zu betrachten. Für den Ein- und Zweifamilienhausbereich ist zu bedenken, dass sich der überwiegende Teil der Gebäude im Privatbesitz befindet und Investitionsentscheidungen der Eigentümer nicht nach einer rein ökomischen Rationalität getroffen werden. Hier spielen viele andere Faktoren wie der organisatorische Aufwand, Skepsis bzgl. der tatsächlich erreichbaren Energieeinsparung, Störungen durch Lärm und Schmutz usw. eine Rolle, die auch in der Vergangenheit dazu geführt haben, dass wirtschaftlich rentable Maßnahmen vielfach nicht umgesetzt wurden. Für den Mehrfamilienhausbereich stellt sich dies bei Wohnungseigentümergemeinschaften ähnlich dar und auch bei Wohnungsunternehmen dürfte eine wirtschaftliche Abwägung nicht nur unter energetischen Gesichtspunkten erfolgen. Gerade in denjenigen Großstädten, in denen es sich bei Mietwohnungen derzeit um einen ausgeprägten Anbietermarkt handelt, dürfte der Anreiz, in eine energetische Sanierung zu investieren, eher gering sein, zumal die Kosten für Raumwärme und Warmwasser von den Mietern getragen werden.

58. Ein weiteres Element, das Investitionsentscheidungen beeinflusst, ist die erwartete längerfristige Entwicklung der Energiekosten. Bisherige Preisschwankungen bei Heizöl und Erdgas dürften zwar in Hochpreisphasen zu einem erhöhten Interesse an Effizienzmaßnahmen und auch teilweise zu deren Umsetzung geführt haben, lösten aber im Sinne eines „dies geht auch wieder vorüber“ keine dauerhafte Nachfrage aus, zumal wenn sich die Preise auch mehrjährig in der üblichen Schwankungsbreite bewegen. Mit dem durch das BEHG bis 2025 induzierten Preisanstieg in Höhe von ca. 17 ct je Liter Heizöl incl. MwSt (bei 55 Euro/t CO_2) ergibt sich ausgehend vom Jahr 2019 (TECSON, 2020) ein Heizölpreis von etwa 85 ct/l, der aber auch in den vergangenen Jahren zeitweise erreicht wurde und unterhalb des Niveaus von 2012 liegt, als bis zu 1 Euro je Liter gezahlt werden musste. Insofern wird in Prognos (2020a) der Bundesregierung zu Recht empfohlen, einen längerfristigen Preisanstieg frühzeitig zu kommunizieren, damit sich die Verbraucher darauf einstellen und Vorzieheffekte genutzt werden können.

59. Während die Wirkungen des BEHG auf die energetische Verbesserung der Gebäudesubstanz und damit der Energiebedarfsseite zunächst überschaubar bleiben dürften, kann es stärkere Impulse auf die Investitionsentscheidungen auf der Energieangebotsseite entwickeln, weil die baulichen Maßnahmen und der organisatorische Aufwand bei der Erneuerung einer Heizungsanlage in der Regel sehr viel weniger ins Gewicht fällt als z. B. die Sanierung der Gebäudehülle. Dies wird zusätzlich durch das Verbot monovalenter Ölheizungen ab 2026 begünstigt. Bei Prognos (2020) verschiebt sich der Energiemix im KSP-Szenario in den kommenden

10 Jahren deutlich: Während gemessen an der beheizten Wohnfläche der Anteil von Heizöl deutlich zurückgeht und die Bedeutung von Erdgas im Wesentlichen konstant bleibt, steigt der Anteil erneuerbarer Energien von unter 10 % im Basisjahr 2015 auf 23 % in 2030 an und dabei insbesondere der Beitrag von Wärmepumpen (von 4 % auf 14 %). Der Strombedarf für Wärmepumpen steigt im Szenario von schätzungsweise unter 5 TWh heute auf 18 TWh. Hier ist zu beachten, dass damit auch ein entsprechender Bedarf an elektrischer Leistung verbunden ist, der sich im zweistelligen Gigawatt-Bereich bewegt, so dass hierfür entsprechende Maßnahmen zum Lastmanagement erforderlich werden.

60. Aus Sicht der Expertenkommission ist der avisierte Ausbau der erneuerbaren Energien nachvollziehbar, allerdings muss bedacht werden, dass der bisherige Trend dieser Erwartung noch nicht folgt. Denn nach Angaben des Bundesverbands der Deutschen Heizungsindustrie hat der Anteil erneuerbarer Energien am Absatz für Wärmeerzeuger in den letzten Jahren nur leicht zugenommen und lag 2019 bei 14,6 %. Im Umkehrschluss heißt dies: 85 % der Heizungen, die im vergangenen Jahr verkauft wurden (748.000 Anlagen), basieren nach wie vor auf der Nutzung fossiler Energieträger (BDH, 2020).

61. Insgesamt erscheinen der Expertenkommission die Erwartungen des NECP zur Entwicklung des Energiebedarfs im Gebäudesektor sehr optimistisch. Dies gilt auch für den hier nicht näher betrachteten GHD-Bereich, für den die Argumentation aber in weiten Strecken ähnlich gelagert ist. Denn auch hier entfällt ein wesentlicher Teil der erwarteten Einsparung auf den Energiebedarf für Raumwärme und Warmwasser. Alle Maßnahmen des Klimaschutzprogramms 2030 sind richtig und wichtig, unterliegen aber sehr vielen Unsicherheiten, etwa in Bezug auf die Wohnraumentwicklung, exogen beeinflusste Preiseentwicklungen, die Entscheidungspräferenzen von Investoren und die Maßnahmen-Wirkungsmechanismen.

62. Deshalb empfiehlt die Expertenkommission der Bundesregierung – nicht zuletzt vor dem Hintergrund der Diskussion über ein ambitionierteres Klimaschutzziel für 2030 auf EU-Ebene –, die Intensität der Maßnahmen des KSP 2030 noch einmal zu prüfen und insbesondere solche Instrumente stärker in die Betrachtung einzubeziehen, die bisher nicht oder nur mit untergeordneter Bedeutung berücksichtigt wurden, damit ein robusterer Zielpfad erreicht werden kann. Ergänzend zu den genannten Hinweisen zur

- Erhöhung der Sanierungsrate und der
- Erhöhung der Qualitätsstandards im Bereich der Gebäudesanierung sowohl bei den öffentlichen Förderprogrammen als auch im GEG (auch bei einem Eigentumsübergang) sowie zur
- Kommunikation einer längerfristigen CO_2-Preisentwicklung im BEHG jenseits des Jahres 2025

kommen diesbezüglich (ggf. in Abstimmung mit den Bundesländern) infrage:

- Verbindliche Wärmeplanung für Kommunen, d. h. Identifikation von Wärmequellen/-senken und von Gebieten für den Wärmenetzausbau sowie die Entwicklung von Quartiersstrategien.
- Erhöhung der Anforderungen an die Nutzungspflicht erneuerbarer Energien für neue Gebäude im GEG einschließlich einer solaren Nutzungspflicht für neue große Gewerbedächer.
- Ausweitung der Nutzungspflicht von erneuerbaren Energien auf bestehende Gebäude analog zu den Regelungen für öffentliche Gebäude im GEG.
- Mindestanteil für erneuerbare Energien in Wärmenetzen und Ausweisung von Vorrangflächen für eine solar(thermisch)e Energienutzung einschließlich Zielvorgaben in der Regionalplanung sowie Drittzugang zu bestehenden Wärmenetzen.

- Umsetzung einer solaren Stadtplanung (Konzeption, Planung und Integration solarer Energie im städtischen Umfeld).

63. Diese und weitere Maßnahmen adressieren vor allem die Energiebereitstellungsseite, denn aufgrund der Vielzahl von Akteuren und Randbedingungen dürften hohe Fortschritte zur Energieeinsparung auf der Nachfrageseite im kurzen Zeithorizont bis 2030 deutlich schwieriger zu erreichen sein als eine Ausweitung des regenerativen Energieangebots. Deshalb ist es auch von Bedeutung, Akteure wie Kommunen, Wärmenetzbetreiber usw. stärker in den Blick zu nehmen, die über entsprechende Hebel auf der Umsetzungsseite verfügen (vgl. auch EWK, 2019).

64. Ein gutes Beispiel ist die verbindliche kommunale Wärmeplanung, die im Oktober 2020 in das Klimaschutzgesetz von Baden-Württemberg aufgenommen wurde (KSG BW, 2020). Die Stadtkreise und Großen Kreisstädte – in denen etwa die Hälfte der Bevölkerung lebt – werden dadurch verpflichtet, bis zum 31. Dezember 2023 einen kommunalen Wärmeplan zu erstellen, der die in der Gemeinde vorhandenen Potenziale zur Senkung des Wärmebedarfs durch Steigerung der Gebäudeenergieeffizienz und zur klimaneutralen Wärmeversorgung aus erneuerbaren Energien sowie Abwärme und Kraft-Wärme-Kopplung ausweist (Potenzialanalyse). Darüber hinaus muss ein klimaneutrales Szenario für das Jahr 2050 mit Zwischenzielen für das Jahr 2030 zur zukünftigen Entwicklung des Wärmebedarfs und einer flächendeckenden Darstellung der zur klimaneutralen Bedarfsdeckung geplanten Versorgungsstruktur dargestellt werden. Für die entstehenden Kosten bei der Wärmeplanung erhalten die Kommunen eine Erstattung von 19 ct je Einwohner (Konnexitätszahlung). Kleinere Kommunen, die nicht der gesetzlichen Verpflichtung unterliegen, können eine Wärmeplanung auf freiwilliger Basis durchführen und sollen dafür eine Förderung erhalten.

65. Aus Sicht der Expertenkommission sind solche Ansätze sehr gut geeignet, um im Wärmemarkt konzeptionell voranzukommen. Der Bundesregierung wird deshalb empfohlen, sich mit den Ländern und Kommunen abzustimmen, wie solche Initiativen in der Breite und möglichst einheitlich umgesetzt werden können und wie ein reibungsloser Übergang von der Planung in die Umsetzung ausgestaltet und durch den Bund optimal unterstützt werden kann.

2.5 Perspektive für den Sektor Verkehr

66. Die Maßnahmen, mit denen der NECP den CO_2-Ausstoß im Verkehr adressiert, haben drei Schwerpunkte, die das Ziel verfolgen, den Verkehr insgesamt nachhaltiger zu gestalten:

- technologische Maßnahmen und dabei vor allem der Ausbau der Elektromobilität – Fahrzeuge und Infrastrukturen – im Pkw-Verkehr und im öffentlichen Verkehr,
- Stärkung des Umweltverbundes – öffentlicher Verkehr, Fahrrad, zu Fuß – und hier ganz besonders des öffentlichen Nahverkehrs,
- Veränderung des Energieträger-Mix im Güterverkehr bei gleichzeitiger Förderung der Verlagerung von Güterverkehren von der Straße auf die Schiene.

Damit bleiben die im NECP vorgesehenen Maßnahmen weitestgehend auf der Technologie- und Angebotsseite, während Maßnahmen, die direkt Verhaltensänderungen der Verkehrsteilnehmer zum Gegenstand haben, nicht benannt werden. Dabei ist unbestritten, dass der Sektor Verkehr die für ihn gesetzten Klimaschutzziele nur erreichen wird, wenn die Energiewende im Verkehr durch eine Verkehrswende ergänzt wird.

67. Im Jahr 2020 hat die Elektromobilität einen deutlichen Schub erfahren – die Zahl der elektrischen Pkw ist auf nunmehr etwa 287.000 BEV und 263.000 PHEV Fahrzeuge (Stand Ende November 2020) gestiegen und hat

sich damit in den ersten elf Monaten des Jahres mehr als verdoppelt. Wesentlicher Treiber waren umfangreiche Fördermaßnahmen, die zu einer signifikanten Zunahme des Anteils an E-Fahrzeugen bei den Neuzulassungen geführt haben. Vor diesem Hintergrund erscheint die im November 2020 beschlossene Fortsetzung der Förderung von Elektrofahrzeugen und Lade-Infrastrukturen konsequent, um sicherzustellen, dass die Dynamik, die hier offensichtlich in Gang gekommen ist, weiter aufrechterhalten wird. Allerdings kann jede Förderung nur die Wettbewerbsfähigkeit einer neuen Technologie anschieben und den Markthochlauf initiieren. Letztendlich aber müssen sich BEV und PHEV in der Konkurrenz zu konventionellen Fahrzeugen am Markt durchsetzen. Die positiven Anzeichen für diese Entwicklung sind die fallenden Preise in der Batteriezellenfertigung, und das zunehmend gestiegene öffentliche Interesse am Thema „Elektromobilität“, kombiniert mit einem zunehmend positiven Image der Elektrofahrzeuge und entsprechenden Ankündigungen der Hersteller. Mögliche Kostensteigerungen beim Betrieb von konventionell angetriebenen Fahrzeugen, aber auch steuernde Maßnahmen, wie sie beispielsweise von Seiten der Städte ausgesprochen werden könnten, würden darüber hinaus dazu beitragen, die Wettbewerbsfähigkeit von Elektrofahrzeugen zu erhöhen.

68. Ergänzend zu den Maßnahmen, die auf private Haushalte abzielen, kann die EU-Richtlinie 2009/33/EG über die Förderung sauberer und energieeffizienter Straßenfahrzeuge sowohl eine CO_2-Minderungswirkung als auch eine Vorbildwirkung entfalten, indem sie Mindestziele bei der Beschaffung von Straßenfahrzeugen durch die öffentliche Verwaltung und öffentliche Unternehmen setzt. Besonders betroffen von der Regelung sind öffentliche Verkehrsbetriebe, bei denen bis 2025 45 % der Beschaffungen und bis 2030 65 % der Beschaffungen aus „sauberen“ Fahrzeugen[11] bestehen müssen. Zum ersten Januar 2020 fuhren von den insgesamt rund 81.000 in Deutschland zugelassenen Bussen (Busse im öffentlichen Nahverkehr sowie im Fernverkehr) knapp 1.400 mit einem alternativen Antrieb (KBA 2020a). Die Vorbildwirkung wird bestätigt durch Studien des IVL Swedish Environmental Research Institute und der Universität Göteborg, die einen spürbaren Effekt auf den Kauf von Elektroautos von Privatpersonen durch die Einführung von Elektroflotten in Kommunen nachweisen (Elektroauto-News 2019).

69. Das zweite im NECP adressierte Schlüsselelement für eine fortgesetzt hohe Käuferakzeptanz von Elektrofahrzeugen wird der flächendeckende Ausbau der Ladeinfrastruktur sein. Laut Ladesäulenregister der Bundesnetzagentur gibt es mit Datum 05. November 2020 16.381 öffentliche Ladesäulen mit jeweils 1-4 Ladepunkten in Deutschland; insgesamt sind damit rund 33.000 öffentliche Ladepunkte vorhanden. Der NECP geht von 1 Mio. öffentlicher Ladepunkte in 2030 aus; d. h., bei der Ladeinfrastruktur muss die Ausbaugeschwindigkeit deutlich gesteigert werden. Nach Einschätzungen der Nationalen Plattform nachhaltige Mobilität (NPM) kann eine erste Stufe der Flächendeckung bis 2025 erreicht sein[12], und die zweite Stufe dazu genutzt werden, bedarfsangepasst das dann vorhandene Netz zu verdichten. Wichtig wird es sein, die Ladesäulen mit der Möglichkeit des Schnelladens flächendeckend auszubauen. Mit der Schnellladung passt sich das Elektrofahrzeug nicht nur schneller an bisherige alltägliche Nutzungsroutinen für das Privatfahrzeug an. Vielmehr erfüllt es auch die Erwartungen der Fahrzeugkäufer hinsichtlich der Bandbreite an Einsatzmöglichkeiten, unabhängig von deren Häufigkeit. So wird beispielsweise erst mit der Möglichkeit zur Schnellladung auch die Fahrt in den Urlaub mit dem E-Auto möglich. Mit Blick nicht nur auf den privaten Pkw-Verkehr, sondern auch auf gewerbliche Verkehre, wird der

[11] Definition „saubere“ Fahrzeuge: LNF (EU-Fahrzeugklasse N1): 50 g CO_2/km (ab 2026 0 g CO_2/km); EU-Fahrzeugklassen N2, N3, M3: Fahrzeug, das mit alternativen Kraftstoffen betrieben wird. Eine Mischung mit konventionellen fossilen Kraftstoffen ist untersagt.

[12] Die AG 5 der NPM definiert „flächendeckende Ladeinfrastruktur“ als ein Netz, das sicherstellt, dass Elektroautofahrerinnen und -fahrer, die auf öffentliche Ladeinfrastruktur angewiesen sind, da keine Möglichkeit zum Laden zu Hause oder am Arbeitsplatz besteht, alle Strecken, die sie heute mit einem Verbrennerfahrzeug fahren, auch mit dem Elektroauto zurücklegen können (NPM AG5, 2020).

zügige Ausbau der Schnellladeinfrastruktur entlang der Autobahnen und Schnellstraßen[13] eine der zentralen Maßnahmen zur Förderung der Elektromobilität sein – idealerweise auch im europäischen Ausland, wo die Verfügbarkeit von öffentlicher Ladeinfrastruktur derzeit auf die Länder Niederlande, Deutschland und Frankreich konzentriert ist (Elektroauto-News 2019). In Deutschland liegt der Aufbau der Ladeinfrastruktur sowohl in privater wie auch in staatlicher Hand[14]. Beim Ausbau der Ladeinfrastruktur entlang der Fernstraßen sind inzwischen neue Kooperationen entstanden, insbesondere zwischen Mobilitätsdienstleistern entlang der Autobahnen und Energieversorgern oder Systemanbietern von Elektromobilität.

70. Die durch den NECP vorgesehene Stärkung der Verkehrsmittel des Umweltverbundes wird sich vor allem für die Städte und Stadtregionen positiv auswirken. Hierfür wurden im Jahr 2020 wesentliche gesetzgeberische Entscheidungen getroffen, auf deren Grundlage der Bund umfangreiche Mittel zur Verfügung stellt. Dies ist zum einen die Erhöhung der sog. Regionalisierungsmittel um rund 5,25 Mrd. Euro für die Jahre 2020-2031 (Deutscher Bundestag, 2020a), zum anderen die zusätzliche Bereitstellung von Mitteln in Höhe von rund 665 Mio. Euro zur Förderung von Bau und Ausbau des schienengebundenen ÖPNV In den Jahren 2021-2024 wird der Bund jährlich eine Milliarde Euro für den Ausbau des ÖPNV bereitstellen, für 2025 sind zwei Milliarden Euro geplant, danach soll der Betrag um 1,8 % jährlich steigen (Deutscher Bundestag, 2020b). Während diese Bundesmittel auf die Erweiterung und Verbesserung des ÖPNV-Angebots abzielen und damit auf die Steigerung der Attraktivität des öffentlichen Verkehrs, hat das Sofortprogramm „Saubere Luft“ zusätzliche Mittel für die Umstellung von Busflotten auf CO_2-arme Antriebe gestellt.

71. Die Bereitstellung von Mitteln in dieser Höhe macht einen umfassenden Ausbau des ÖPNV in Deutschland in den kommenden Jahren grundsätzlich möglich. Dies ist eine durchaus positive Entwicklung, allerdings wird sie nur bedingt auf die THG-Reduzierung bis zum Jahr 2030, also bereits in zehn Jahren, einzahlen. Hierfür gibt es mehrere Gründe:

- Ausbaumaßnahmen im urbanen Schienenverkehr erfordern Realisierungszeiträume von Planungsbeginn bis zur Eröffnung von acht Jahren und mehr. Die Expertenkommission empfiehlt deshalb darauf hinzuwirken, dass in einem ersten Schritt hauptsächlich solche Vorhaben gefördert werden, deren Planung bereits (weit) fortgeschritten ist. Die Entscheidung liegt allerdings bei den Kommunen bzw. den Ländern.
- Darüber hinaus kann der Ausbau des kommunalen ÖPNV-Angebotes umfangreiche Planungs- und Infrastrukturmaßnahmen erfordern. In welchem zeitlichen Rahmen Planung und Umsetzung erfolgen können, ist von den individuellen Gegebenheiten vor Ort abhängig.
- Offen ist derzeit, in welchem Umfang diese Mittel in Ergänzung zum „Rettungsschirm“ von Bund und Ländern zur Deckung der Corona-bedingten Einnahmeausfälle mit herangezogen werden müssen.

72. Um den Ausbau des ÖPNV möglichst effektiv im Hinblick auf die THG-Minderung zu gestalten, sollten Ausbaumaßnahmen den Pendlerverkehr als einen zentralen Ansatzpunkt adressieren. Schlüsselelemente zur Steigerung der Attraktivität sind hierbei Kapazität, Geschwindigkeit und Takt, sowie die Zuverlässigkeit der Angebote. Aktuell machen Pendler- und berufliche Verkehre annähernd die Hälfte der Pkw-Fahrleistung in

[13] Für Deutschland empfiehlt die AG 5 der NPM einen Abstandskorridor von maximal 30-50 km zwischen Schnellladestandorten entlang der Hauptverkehrsachsen im Fernverkehr.

[14] Der Ausbau der Ladeinfrastruktur liegt in Händen der sogenannten Charge Point Operator (CPO). Dabei handelt es sich um Netzbetreiber und Energieversorger bzw. Tochterunternehmen (z. B. Innogy, EnBW, Charge-ON), Zusammenschlüsse von Automobilherstellern (Ionity), private Betreiber von Ladestationen (Allego GmbH) und öffentliche Unternehmen, im Wesentlichen Stadtwerke. Diese Unternehmen sind für den Betrieb und die Instandhaltung der öffentlichen Ladestation verantwortlich und müssen bei jeder Station einen Direktbezahltarif anbieten.

Deutschland aus, so dass an dieser Stelle ein erheblicher Beitrag zur Reduzierung von CO_2-Emissionen durch Verlagerung von Verkehrsnachfrage auf einen attraktiven ÖPNV möglich wäre. Dabei sollten auch neue Konzepte (wie bspw. “Bus Rapid Transit“) für eine leistungsstarke Erschließung von solchen Randgebieten der Städte berücksichtigt werden, die derzeit nicht über die Schiene angebunden sind. Diese weiter in die Fläche gebrachte Erschließung mit öffentlichen Verkehrsmitteln kann durch digital unterstützte Angebote („Mobility as a Service“) zusätzlich ergänzt werden, die damit einen flexiblen, schnellen und bedarfsgerechten Zugang zum öffentlichen Verkehr unterstützen. Wichtig wird es sein, vor allem für die Lastspitzen in den Hauptverkehrszeiten Lösungen zu finden. Nicht zuletzt hiervon wird es angesichts der heute vielfach bestehenden Aus- und Überlastung des öffentlichen Nahverkehrs vor allem in den großen Städten abhängen, wie sehr die Akzeptanz und Nutzung des ÖPNV gesteigert werden kann[15]. Dies gilt umso mehr vor dem Hintergrund, dass in Corona-Zeiten die zwangsweise Nähe zu anderen Fahrgästen sich negativ auf das Image des öffentlichen Verkehrs ausgewirkt hat.

73. Die durch die zusätzlichen Mittel mögliche Attraktivitätssteigerung wird kein Selbstläufer sein, wenn es darum geht, das Verlagerungspotenzial vom MIV in den ÖPNV zu aktivieren. Die angestrebte Verlagerung bedeutet eine erhebliche Veränderung im Verkehrsverhalten vor dem Hintergrund, dass aktuell fast die Hälfte der Bevölkerung den Pkw als alleiniges Verkehrsmittel nutzt und der Pkw als Individualverkehrsmittel im Zuge der Corona-Pandemie einen deutlichen Vertrauensgewinn erzielt hat. Erforderlich sind zusätzliche Anreizmaßnahmen, wie beispielsweise das Jobticket und andere digital unterstützte Maßnahmen zur Attraktivitätssteigerung. Innovative Beispiele sind das Kombinieren von Fahrrad- und Car-Sharing in Angeboten des ÖPNV bis hin zu Flat-Rate Tarifen und One-Stop-Tickets wie sie beispielsweise in Augsburg und Münster zu finden sind. Die Stärkung des ÖPNV wird zudem durch steuernde Rahmenbedingungen für den Autoverkehr, insbesondere die Parkraumbewirtschaftung und Parkraumverknappung in den Städten gefördert. Damit könnte der Modal Split und das Umsteigen auf den ÖPNV perspektivisch stärker beeinflusst werden, als derzeit im KSP-Szenario ausgewiesen.

74. Die Verlagerung des Verkehrs durch Attraktivierung des ÖPNV wird einen maßgeblichen Beitrag zur THG-Minderung im Verkehr darstellen und auch den Schienenpersonenfernverkehr indirekt fördern. Durch entsprechende Kommunikationsmaßnahmen sollte aber deutlich gemacht werden, dass die Reduzierung des CO_2-Ausstoßes nur eines von mehreren Zielen im Rahmen der Transformation der Mobilität ist. Neben der Reduzierung des Energieverbrauchs geht es auch um die Reduzierung von Luftschadstoffen (was auch im NECP adressiert wird) und Lärm sowie um die Reorganisation des öffentlichen Raumes mit dem Ziel, mehr Platz für die sog. „aktiven Modi“ – Fahrrad und zu Fuß – zu schaffen und gleichzeitig dem öffentlichen Raum eine höhere Aufenthaltsqualität zu geben. Der Bund hat hierauf aber kaum einen Einfluss; diese Aufgabenstellung liegt weitgehend in Händen der Kommunen. Positive Erfahrungen wurden bei verschiedenen Regionalverbünden durch beschleunigte und koordinierte Planungen über Gemeindegrenzen hinweg erzielt und haben maßgeblichen Anteil daran, dass beispielsweise wichtige Radschnellverbindungen derzeit im Entstehen sind (z. B. Metropolregion Rhein-Neckar und Regionalverband Ruhr)

75. Die Zielsetzung des NECP für den Güterverkehr ist höchst ambitioniert, zumal auch hier – wie im Personenverkehr – signifikante Beiträge zur THG-Reduzierung sowohl aus der Umstellung der Fahrzeugflotte als auch

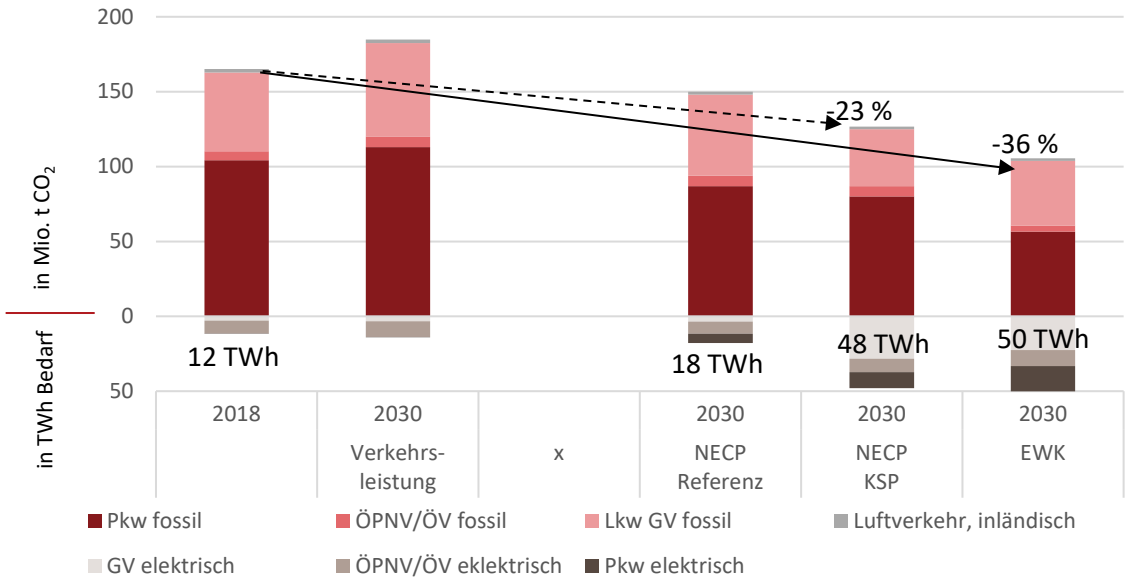
[15] Die hohe Auslastung bis hin zur Überlastung betrifft hauptsächlich große Städte und Stadtregionen. Laut VDV wird fast jeder zweite Fahrgast des öffentlichen Verkehrs in einer der 20 größten Städte Deutschlands befördert. Dabei erscheint die durchschnittliche Höhe der Auslastung mit durchschnittlich 22 % im Jahr 2017 ausgesprochen niedrig. In diese Zahl gehen aber sowohl Randzeiten als auch generell schlecht ausgelastete Strecken ein (Destatis, 2019). Die Auslastung variiert nach Verkehrsmitteln: Bei Eisenbahnen und S-Bahnen sind es 26 %, bei Straßenbahnen (einschließlich Stadt- und U-Bahnen) 18 % und bei Linienbussen 20 %. Diese Anteile sind seit Jahren relativ konstant.

aus der Verlagerung von Straßengüterverkehren auf die Schiene resultieren müssen. Vor allem im Tonnenkilometer-starken Schwerlastverkehr stehen derzeit jedoch kaum Fahrzeuge mit alternativen Antriebsformen zur Verfügung, die eine vergleichsweise schnelle Markteinführung und Diffusion im Markt erwarten lassen. Zwar ist davon auszugehen, dass die im NECP erwartete grundsätzliche Verfügbarkeit solcher Fahrzeuge auf dem Markt ab Mitte der 2020er Jahre gegeben sein wird. Bislang fehlen aber zuverlässige Erfahrungen, wie sich die Fahrzeuge hinsichtlich der logistischen Prozesse und damit auch betriebswirtschaftlich sinnvoll in die bestehenden Flotten integrieren lassen, insbesondere vor dem Hintergrund, dass der wesentliche Teil der Transportleistungen in Deutschland von ausländischen Transporteuren abgewickelt werden[16]. Ob die Zielwerte, die das KSP-Szenario im NECP insbesondere für die Entwicklung der Flotte im Straßengüterverkehr benennt, tatsächlich erreicht werden können, lässt sich daher momentan kaum zuverlässig abschätzen. Da eine Flottenerneuerung nur in Deutschland zugelassene Lkw betrifft, kann davon ausgegangen werden, dass die entscheidende Wirkung auf die Fernverkehre (Güterverkehre über eine Distanz von 50 km und mehr) von der Einführung der CO_2-Differenzierung bei der Lkw-Maut ausgehen wird, die sowohl auf den Autobahnen als auch den Bundesstraßen in Deutschland gilt.

76. Aus den Überlegungen der Expertenkommission ergeben sich Potenziale, die über die Szenario-Rechnungen des NECP Klimaschutzszenario hinausgehen. Unter diesen, stärker auf Verlagerung setzenden Annahmen wäre eine THG Minderung in 2030 um -37 % zu erreichen (Abbildung 9). Hierfür müsste ein höherer Anteil des Personenverkehrs und im Bereich des Güterverkehrs ebenfalls mehr Straßengüterverkehr auf die Schiene verlagert werden (für Details vgl. Kapitel 9). Nach dieser Rechnung liegt der resultierende Strombedarf für den Verkehrssektor in 2030 bei etwa 50 TWh/a. Die Treibhausgasreduktionen könnten gegenüber dem Klimaschutzszenario des NECP um ca. 21 Mio. t CO_2 abgesenkt werden. Nichtsdestotrotz bliebe eine Lücke zu dem 95 Mio.-Tonnen-Ziel in Höhe von ca. 9 Mio. t.

[16] Ausländische Lkw haben einen Anteil an den Fahrleistungen auf mautpflichtigen Straßen in Deutschland von mehr als 40 %, bei Autobahnen sogar nahe 50 %. Bundesamt für Güterverkehr, Mautstatistik, Jahrestabellen 2019.

Abbildung 9: Abschätzung der THG Minderungen im Verkehr nach den Überlegungen der EWK



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von BMVI (2019, Prognos (2020), AGEB (2020)
Dargestellt sind CO_2-Emissionen und Strombedarf für das Jahr 2018, sowie für drei Szenarien für 2030: das Referenzszenario und das Szenario „mit Klimaschutzprogramm“ (KSP; Prognos, 2020) sowie die Abschätzung aus den Empfehlungen der Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ („Energiewendekommission“, EWK), die eine stärkere Verlagerung von Pkw- und Lkw-Verkehren auf die Schiene unterstellt. Gleichzeitig nehmen Pkw-Fahrleistungen und Lkw-Fahrleistungen ab. Im Pkw-Bestand wird von 10 Mio. E-Autos ausgegangen. Im Straßengüterverkehr wird eine moderate Durchdringung mit alternativen Antrieben sowie Nutzung von alternativen Kraftstoffen angenommen (H_2, Oberleitung, synthetische Kraftstoffe).

3 Klimapolitische Instrumente zur Erreichung der 2030-Ziele

Das Wichtigste in Kürze

Mit der beschriebenen Verschärfung der klimapolitischen Ziele auf Grundlage des europäischen Green Deal steigt die Notwendigkeit für eine rasche Intensivierung und Erweiterung von Politikmaßnahmen. Um die Zielvorgaben zum Ende dieses Jahrzehnts zu erreichen und zudem das langfristige Ziel der weitgehenden Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2050 nicht zu gefährden, ist der Einsatz eines klugen Instrumentenmixes auf europäischer und nationaler Ebene vonnöten.

Hierbei stellt die Governance-Verordnung der EU die rechtliche Grundlage für die Ausgestaltung der nationalen Energie- und Klimapläne dar. Bei der Umsetzung dieser nationalen Pläne sollte v. a. darauf geachtet werden, dass diese kohärent ausgestaltet sind und Zielkonflikte vermieden werden. Notwendig ist auch eine Neuorientierung der europäischen Klimagovernance bestehend aus Zielsetzungen für die (erweiterten) Sektoren des Emissionshandels und den Zielen auf Ebene der Mitgliedsstaaten im Rahmen der Effort Sharing Regulation. Dies betrifft insbesondere die Weiterentwicklung der Effort Sharing Regulation (inklusive Ausgleichsmechanismus), das Zusammenspiel von marktlichen Instrumenten wie CO_2-Preisen und ordnungsrechtlichen Maßnahmen etwa in den Bereichen Industrie, Gebäude und Verkehr und gemeinsame europäische Initiativen etwa zum Ausbau der erneuerbaren Energien. Daraus dürften sich Konfliktlinien mit der bisherigen deutschen Langfriststrategie im Sinne des Klimaschutzgesetzes ergeben.

Aus Sicht der Expertenkommission ist insbesondere eine CO_2-preisbasierte Energiepreisreform als Leitinstrument für wirkungsvolle Klimapolitik der geeignete Rahmen zur Erreichung der langfristigen Ziele. Wichtig ist hierbei insbesondere die Integration des Brennstoffemissionshandels in den EU ETS, welche mit komplementären Maßnahmen flankiert werden sollte. Dabei ist v. a. auf ein sinnvolles Zusammenspiel zwischen dem EU ETS und anderen klimapolitischen Instrumenten sowie auf die Berücksichtigung von Verteilungswirkungen und einer gerechten Transformation zu achten. In Anbetracht der Corona-Pandemie sind auf die kurze Frist insbesondere sogenannte „No-regret"-Maßnahmen sowie Investitionen im Rahmen der Konjunkturprogramme und des Aufbaufonds von Bedeutung. Die umfangreichen Investitionsprogramme im Rahmen des Konjunkturpakets und des Aufbaufonds sollten zielgerichtet und zeitnah umgesetzt und mit anderen klimapolitischen Initiativen koordiniert werden.

3.1 Governance der Energieunion

77. Grundsätzlich ist bei der Durchführung klimapolitischer Maßnahmen darauf zu achten, dass europäische und nationale Ebene sinnvoll ineinandergreifen. Die Einbettung der Maßnahmen in einen europäischen Rahmen ist zwar keine Voraussetzung für ambitionierte nationale Klimapolitik, sie ist aber ein entscheidender Erfolgsfaktor. Denn so wird europäischer Klimaschutz nicht nur effizient ausgestaltet, sondern es werden auch gleiche Wettbewerbsbedingungen in den Mitgliedsstaaten geschaffen. Generell gilt daher das Credo, dass elementare klimapolitische Instrumente möglichst auf europäischer Ebene umgesetzt werden sollten. Nationale Regelungen sollten möglichst koordiniert eingesetzt werden, wobei diese auch dabei helfen können, länderspezifischen Besonderheiten Rechnung zu tragen.

78. Um die nationalen Energie- und Klimapläne in einem rechtlichen Rahmen zu bündeln und langfristig eine Europäische Energieunion anzustreben, hat die EU Ende 2018 die „Verordnung über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz" verabschiedet. Auf Basis dieser Rechtsgrundlage sollen mit Hilfe von komplementären und kohärenten politischen Maßnahmen der Europäischen Union und ihrer Mitgliedsstaaten

die Ziele der Energieunion im Einklang mit dem Pariser Klimaabkommen erreicht werden. Dies umfasst insbesondere die mittelfristigen Energie- und Klimaziele bis 2030 (vgl. Kapitel 2), gilt aber auch für die langfristigen Ziele. Alle Mitgliedsstaaten definieren dabei im Rahmen eines National Energy and Climate Plan (NECP) selbstständig ihre nationalen Strategien und Ziele für erneuerbare Energien und Energieeffizienz. Der deutsche NECP wurde am 10. Juni 2020 durch das Bundeskabinett beschlossen und anschließend an die EU-Kommission übermittelt (BMWi, 2020). Die EU-Kommission prüft die Ziele der NECP und kann bei unzureichender Erfüllung rechtsunverbindliche Empfehlungen zur Verschärfung der Anstrengungen und/oder der Ambitionen aussprechen.

79. Der achte Monitoring-Bericht bezeichnet die NECPs als „Herzstück der Governance-Verordnung“. „Sie können dazu beitragen, eine größere Konvergenz der nationalen Politiken herzustellen“ (vgl. Kapitel 3.1 in BMWi, 2020). Die im Rahmen der Governance-Verordnung zu erstellenden Nationalen Energie- und Klimapläne sind für die Erreichung der nationalen und europäischen Ziele durchaus ein sinnvolles Instrument, sie sind jedoch per se für eine Koordinierung auf Ebene der Mitgliedsstaaten nicht ausreichend. Beispielsweise hat sich in einigen Fällen die Erreichung nationaler Ziele als komplexer herausgestellt als ursprünglich erwartet (etwa bei den E-Ladestationen).

80. Derzeit besteht außerdem ein hoher Koordinierungsbedarf, um alle regulatorischen Ebenen kohärent auszugestalten. Die Governance-Verordnung definiert fünf Dimensionen der Energieunion: Sicherheit der Energieversorgung, Energiebinnenmarkt, Energieeffizienz, Dekarbonisierung sowie Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit. Je nach Vorschrift tangieren diese Dimensionen jeweils unterschiedliche Regionen, Sektoren und Technologien. Damit der hohe Koordinierungsbedarf die Transformation nicht bremst, empfehlen sich EU-weite, marktbasierte Mechanismen, vor allem eine einheitliche und umfassende CO_2-Bepreisung als Leitinstrument der Energiewende, die es ermöglicht, Klimaziele kosteneffizient zu erreichen und alle regulatorischen Ebenen adressiert. So berührt etwa eine Vereinheitlichung der europäischen Energiesteuern oder eine Ausweitung des EU ETS alle Regionen (EU-Länder) und einen Großteil der Emittenten in der EU (vor allem in Wärme- und Verkehrssektoren), reizt die Entwicklung und Nutzung klimaneutraler Technologien an und hat Effekte auf alle Dimensionen der Energieunion (z. B. einheitlichere Gestaltung des Energiebinnenmarkts, Anreize für energieeffiziente Technologien und Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit durch ggf. niedrigere Energiepreise). Die Corona-Krise verstärkt die Dringlichkeit einer flexiblen Koordinierung: marktbasierte Instrumente bieten den Vorteil sich ohne zusätzliche Gesetzgebungsverfahren (bzw. ohne detaillierte Festlegungen im Vorfeld) an neue Situationen anpassen zu können. Zentrale, preisorientierte Mechanismen bzw. eine allgemeine einheitliche CO_2-Bepreisung sind allerdings allein nicht ausreichend. Es bedarf komplementärer Instrumente, um neben den Treibhausgasemissionen andere Marktunvollkommenheiten zu adressieren. Dazu zählen u. a. Marktunvollkommenheiten im Rahmen des Ausbaus von energiewenderelevanter Infrastruktur, der Förderung von Zukunftstechnologien sowie der Ausbildung von Fachkräften (Löschel et al., 2017; Sachverständigenrat, 2020).

81. Eine weitere Grundvoraussetzung für ein harmonisches Zusammenspiel zwischen europäischen und nationalen Maßnahmen besteht in der Vermeidung von Zielkonflikten bei der Ausgestaltung klimapolitischer Instrumente. Auch in dieser Hinsicht ist die Schaffung geeigneter Rahmenbedingungen für marktbasierte Instrumente anstelle vieler kleinteiliger Maßnahmen hilfreich. Dies bekräftigt nochmal das Plädoyer der Expertenkommission für ein schlankes, marktbasiertes Instrumentarium mit komplementären Instrumenten (lediglich dort) wo nötig, um die Energie- und Klimaziele zu erreichen. Sollten allerdings dennoch mehrere Instrumente existieren, welche die gleichen Ziele adressieren (was durchaus durch historische Entwicklungen oder aufgrund politischer Machbarkeit bedingt sein kann), so sollten Inkonsistenzen bzw. Zielkonflikte weitestmöglich reduziert werden.

82. Ein Beispiel für Zielkonflikte und Möglichkeiten komplementärer Maßnahmen soll für den Verkehrssektor beschrieben werden: Einerseits dürften Flottengrenzwerte bisher noch die wirksamste Maßnahme zur Emissionsminderung im Verkehr gewesen sein. Andererseits könnte eine allgemeine CO_2-Bepreisung u. a. mehr Optionen zur Emissionsreduktion im Verkehr aktivieren, Rebound-Effekte reduzieren und Kostenersparnisse bei der Emissionsreduktion ermöglichen (Paltsev et al., 2018). Bei der Weiterentwicklung der CO_2-Flottengrenzwerte, die einen Beitrag zum technischen Fortschritt liefern, sollte daher zusätzlich eine wirksame CO_2-Bepreisung sichergestellt sein. Eine weitere komplementäre Politik betrifft die aufzubauende Verkehrsinfrastruktur. Bei langfristigen Emissionsreduktions-Strategien kann es sinnvoll sein, Optionen „nach vorne zu ziehen", die entsprechend den CO_2-Grenzvermeidungskosten weiter hinten zu finden wären (Voigt-Schilb et al., 2018). So lässt sich dieselbe Reduktion von Emissionen mit niedrigeren CO_2-Preisen erreichen, die leichter politisch durchsetzbar sind und die Haushalte und Unternehmen weniger stark belasten. Auch eine europaweite Ausgestaltung des Förderrahmens für erneuerbare Energien ist besser geeignet, um technologisches Lernen sowie Skaleneffekte anzureizen und so die CO_2-Bepreisung im EU-Emissionshandel zu ergänzen. Trotz der Wichtigkeit von komplementären Instrumenten bedürfen insbesondere die Nicht-ETS-Sektoren grundsätzlich einer viel stärkeren marktbasierten Koordinierung als bisher. Auch die Koordinierung durch die Nationalen Energie- und Klimapläne im Rahmen der Governance-Verordnung kann diese nicht ersetzen.

83. Elementar ist auch die Abstimmung europäischer und nationaler Vorschriften. Zahlreiche Instrumente auf nationaler und europäischer Ebene besitzen zwar die gleiche Zielrichtung, sind aber in ihrer Ausgestaltung derzeit inkonsistent. Eine verbesserte Integration der nationalen und europäischen Instrumente und Maßnahmen gilt es auch bei den weiteren wichtigen Energiewende-Themen zu erreichen, etwa bei dem nationalen Emissionshandel (Brennstoffemissionshandel) und der EU ETS-Ausweitung, dem nationalen Energiesteuergesetz und der (zu novellierenden) EU-Energiesteuerrichtlinie sowie dem nationalen Kohleausstiegsgesetz und den Ambitionen des Green Deal.

84. Was für das Zusammenspiel zwischen europäischer und nationaler Ebene zu beachten ist, gilt ebenso für energiepolitische Maßnahmen auf nationaler und regionaler Ebene. Diese sollten stets miteinander verzahnt werden, um die Anforderungen des Green Deal erfolgreich umsetzen zu können und um Besonderheiten vor Ort durch partizipative Maßnahmen berücksichtigen zu können. Im EU-Governance-System sowie im deutschen Kontext (etwa durch das Bundes-Klimaschutzgesetz) spielen subnationale Einheiten wie Bundesländer, Gemeinden oder Städte nur eine untergeordnete Rolle. Dies ist zwar durch den Föderalismus in Deutschland leicht zu erklären, ist aber dennoch kritisch zu beurteilen, da Akteure in subnationalen Gebietskörperschaften für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende-Maßnahmen essenziell sind. Diese kennen die konkreten lokalen Bedingungen besser und weisen zudem Alleinstellungsmerkale auf, so dass sie unterschiedliche Schwerpunkte der industriellen Transformation bedienen können. Deshalb sind die bestehenden Abstimmungsmechanismen zwischen den föderalen Ebenen kohärenter auszugestalten und akzeptanzfördernd zu nutzen (EWK, 2020; acatech et al., 2018; Oppermann und Renn, 2019).

3.2 Klimapolitische Instrumente

85. Mit dem europäischen Green Deal wurde die Zielsetzung zur Reduktion von Treibhausgasemissionen auf europäischer wie auf nationaler Ebene noch einmal verschärft: Für Deutschland bedeutet das voraussichtlich, dass die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2030 um 55 bis 65 % reduziert werden sollen (Agora Energiewende, 2020). Um diese Zielvorgaben zu erreichen, bedarf es eines Mixes an klimapolitischen Instrumenten. Dieser Mix sollte aus Sicht der Expertenkommission vor allem marktbasierte Instrumente enthalten, die wo notwendig durch komplementäre Maßnahmen ergänzt werden sollten. Die Eignung politischer Instrumente sollte grundsätzlich einer systematischen Prüfung unterzogen werden, etwa mithilfe des von der Expertenkommission

vorgeschlagenen Kriterien-Rasters auf dem Weg zur Klimaneutralität (vgl. Kapitel 13). Dies darf aber nicht zu wesentlichen Verzögerungen bei ihrer Implementierung führen oder gar zu diesem Zweck instrumentalisiert werden. Im Folgenden soll eine Reihe von Instrumenten und Maßnahmen vorgestellt werden, die aus Sicht der Expertenkommission einen geeigneten klimapolitischen Rahmen setzen- und somit zur Erreichung der mittel- und langfristigen Klimaziele beitragen können.

3.2.1 CO_2-basierte Energiepreisreform als Leitinstrument für wirkungsvolle Klimapolitik

86. Nach Ansicht der Expertenkommission sollten im Zentrum der Klimapolitik stets marktbasierte Instrumente zur Erreichung der Energiewendeziele stehen. Elementarer Bestandteil der Klimapolitik sollte daher eine CO_2-basierte Energiepreisreform sein, welche im Folgenden skizziert werden soll. Deutschland versucht seit Langem mit einer Vielzahl von komplexen Fördermechanismen bzw. Instrumenten die Klimaschutzziele zu erreichen. Diese sind häufig nicht an den Ursachen des Klimawandels (den Treibhausgasemissionen) ausgerichtet sowie zu kleinteilig, zu kurzfristig und nicht hinreichend miteinander verzahnt ausgestaltet. Die Folge sind heterogene Preissignale für CO_2, was einer kosteneffizienten Klimapolitik entgegensteht. Geht es ausschließlich um die kosteneffiziente Reduktion von Treibhausgasemissionen, so sollte ein möglichst alle Emittenten umfassender Emissionshandel oder eine umfassende CO_2-Abgabe implementiert werden. In Ansätzen wird dies durch existierende europäische Klimainstrumente wie dem EU ETS oder die Energiesteuerrichtlinie umgesetzt. Die Instrumente auf nationaler und europäischer Ebene sowie deren Zusammenspiel sind zu reformieren, um ein substantielleres, möglichst einheitliches CO_2-Preissignal zu schaffen. Dies würde nicht nur dem Klima nützen, sondern auch die Marktchancen für Technologien zur Sektorenkopplung und die Chancen eines marktgetriebenen Kohleausstiegs ohne neue staatliche Interventionen verbessern. Auch die Förderkosten erneuerbarer Energien würden sich reduzieren.

87. Der achte Monitoring-Bericht erwähnt kurz das Brennstoffemissionshandelsgesetz: „Der mit dem Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) von Dezember 2019 und dem Ersten Gesetz zur Änderung des Brennstoffemissionshandelsgesetzes von November 2020 beschlossene Brennstoffemissionshandel schafft systematische Anreize für Investitionen in emissionsarme und effiziente Technologien“ (vgl. Kapitel 15 in BMWi, 2020). Die Bundesregierung beschloss auf Basis des Klimaschutzprogrammes 2030, des Bundes-Klimaschutzgesetzes, sowie des BEHG einen Einstieg in eine CO_2-Bepreisung für Verkehr und Gebäudewärme mit einem Fixpreis, mittelfristig ein nationales Emissionshandelssystem (nEHS) sowie langfristig das Bestreben der Integration in den EU-Emissionshandel mit einem Mindestpreis. Der CO_2-Preispfad sieht von 2021 bis 2025 einen schrittweisen Anstieg des Preises von 25 auf 55 Euro pro Emissionszertifikat vor, wobei sich der Preis ab 2026 im Markt bilden soll. Für das Jahr 2026 liegt dieser variable Preis in einem festgelegten Korridor zwischen einem Mindest- und Höchstpreis von 55 bzw. 65 Euro (BMU, 2020). Die Expertenkommission begrüßt den Einstieg in eine konsequente CO_2-Bepreisung für Verkehr und Gebäudewärme. Trotz dieser Maßnahmen und dem eindeutig festgesetzten Rahmen könnten die Ziele für 2030 aber verfehlt werden (Edenhofer et al., 2019a, 2019b, Sachverständigenrat, 2020). Neben der fraglichen Zielerreichung sind auch Fragen des sozialen Ausgleichs bisher noch nicht abschließend adressiert (Sachverständigenrat, 2020). Auch das grundsätzliche Problem des Nebeneinanders einer Vielzahl komplexer Fördermechanismen bzw. Instrumente besteht weiter.

88. Die Nichterreichung von Klimaschutzzielen könnte für Deutschland mit erheblichen Ausgleichszahlungen verbunden sein. Für Deutschland verlangt die Effort Sharing Regulation (ESR) bis zum Jahr 2030 eine Reduktion der Emissionen in den Verkehrs-, Gebäude- und Landwirtschaftssektoren sowie in Teilen der Industrie- und Energiesektoren um 38 % gegenüber 2005. Durch die höheren Reduktionsziele von Treibhausgasen durch den europäischen Green Deal sind nicht nur die klimapolitischen Instrumente grundsätzlich zu evaluieren, sondern auch die Effort Sharing Regulation steht grundsätzlich auf dem Prüfstand.

89. Um im Rahmen des eingeschlagenen Weges insbesondere auch über eine stärkere Sektorkopplung und Elektrifizierung die Emissionsziele zu erreichen, empfiehlt die Expertenkommission den schnellstmöglichen Wegfall von Umlagen und Steuern auf Elektrizität, der mittels eines CO_2-bezogenen Zuschlags auf fossile Energieträger zumindest teilweise refinanziert wird. Konkret sollen dabei die EEG- und KWKG-Umlagen wegfallen sowie der Stromsteuersatz des deutschen Stromsteuergesetzes auf den erlaubten Mindestsatz entsprechend der EU-Energiesteuerrichtlinie (vgl. nachfolgende Ziffer) reduziert werden. Der Unterschiedsbetrag wäre aber aller Voraussicht nach beachtlich und könnte etwa aus der Minderung anderer umweltschädlicher Subventionen oder aus dem Haushalt finanziert werden. Längerfristig könnte beispielsweise durch eine Reform der Pendlerpauschale sowie durch den Wegfall des Dienstwagenprivilegs ein Teil des Fehlbetrags für die Refinanzierung gestemmt werden (Sachverständigenrat, 2020). Kurzfristig wäre es durchaus denkbar, dass die Finanzierung zum Teil aus dem Haushalt erfolgt, insbesondere dass die Senkung der Stromkosten alle Konsumenten erreicht und somit im Rahmen der Konjunkturbelebung ein gutes Substitut für Transfers wie Konsumgutscheine darstellen würde, die an anderer Stelle in politischen Diskussionen Erwähnung finden.

90. Die EU-Energiesteuerrichtlinie (2003/96/EG) gibt in ihrer derzeitigen Ausgestaltung zu heterogene bzw. ineffiziente Preissignale und besitzt kaum Lenkungswirkung, etwa hin zu klimafreundlicheren Verkehrsmitteln. Eine weitgehend einheitliche CO_2-basierte Abgabengestaltung für Strom und Kraftstoffe würde zu expliziten CO_2-Preissignalen in der Nutzung von Verkehrsmitteln führen. Dies würde die bereits impliziten CO_2-bezogenen Preissignale im Verkehr unterstützen, die sich etwa durch die EU-Flottengrenzwerte für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge ergeben. Die neue EU-Energiesteuerrichtlinie sollte national unterschiedliche (Mindest-)Steuersätze bzw. die zahlreichen Ausnahmen vermeiden und an der CO_2-Bilanz der Energieträger ansetzen. Da die Richtlinie sowohl Emittenten innerhalb als auch außerhalb des Europäischen Emissionshandelssystems adressiert, ist die Reform kohärent auszugestalten mit der Erweiterung des EU ETS auf den Verkehrssektor (vgl. unten).

91. Der Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung diskutiert in seinem Jahresgutachten 2020/21 ausführlich die verschiedenen Optionen für eine Energiepreisreform bei gleichzeitig ansteigenden CO_2-Preisen. Da sich zahlreiche relevante Einflussfaktoren über die kommenden Jahre verändern werden, ist die Abschätzung des Finanzierungsbedarfs mit Unsicherheit behaftet. Diese Unsicherheiten betreffen beispielsweise die Einnahmen aus der nationalen CO_2-Bepreisung, aber auch die Höhe der EEG-Umlage, die u. a. vom jeweiligen Strompreis abhängig ist. Für das Jahr 2020 beläuft sich die EEG-Umlage voraussichtlich auf knapp 24 Mrd. Euro, die Einnahmen aus der Stromsteuer auf 6 Mrd. Euro und die anteilig für diese beiden Posten anfallende Umsatzsteuer auf 7 Mrd. Euro (vgl. Sachverständigenrat, 2020, Abbildung 63). Somit würde eine Entlastung des Strompreises von EEG-Umlage und Stromsteuer inklusive der entgangenen Umsatzsteuer zu einem Refinanzierungsbedarf von knapp 37 Mrd. Euro im Jahr 2020 führen. In den folgenden Jahren schmilzt der Refinanzierungsbedarf voraussichtlich ab, wenn auch nur langsam. Die Berechnungen des Sachverständigenrats sehen ihn im Jahr 2026 immer noch bei um die 32 Mrd. Euro. Die Einnahmen aus der nationalen CO_2-Bepreisung steigen gemäß der Abschätzung des Sachverständigenrats aufgrund der ansteigenden CO_2-Preise über die Jahre von rund 9 Mrd. Euro (2022) auf rund 18 Mrd. Euro (2026). Vor dem Hintergrund der Tatsache, dass die Refinanzierung einer weitreichenden Entlastung der Strompreise von Abgaben und Umlagen durch die CO_2-Bepreisung nicht möglich erscheint, diskutiert der Sachverständigenrat einige Optionen. In einem Bericht für das Umweltbundesamt verweisen Köder und Burger (2017) auf Subventionen im Jahr 2012 in Höhe von rund 57 Mrd Euro, die sie als umweltschädlich einstufen. So führt die Entfernungspauschale zu fragwürdigen Anreizen, die Distanz zwischen Arbeits- und Wohnort auszuweiten. Sie reduzierte das Steueraufkommen im Jahr 2012 um jährlich 5,1 Mrd. Euro. Die Mindereinnahmen aus dem ebenso fragwürdigen Dienstwagenprivileg beziffern Köhler und Burger auf 3,1 Mrd. Euro im Jahr 2012. Weitere vom Sachverständigenrat diskutierte Optionen zur Refinanzierung umfassen die Anhebung der CO_2-Preise sowie die Einführung eines Mindestpreises im EU ETS-Bereich, wodurch

die Differenz zwischen diesem Preis und einem möglicherweise niedrigeren ETS-Preis zur Finanzierung der Strompreisentlastung beitragen könnte. Die Einführung eines CO_2-Mindestpreises ist eine zentrale Empfehlung der Expertenkommission in früheren Stellungnahmen.

92. Die Expertenkommission begrüsst die Schaffung der rechtlichen Voraussetzungen zur Reduktion der EEG-Umlage durch die bereits umgesetzte Änderung der Erneuerbaren Energien Verordnung (EEV). Weitergehende Überlegungen zu einer Energiepreisreform sollten auch das Energiesteuergesetz umfassen. Die Energiesteuer gilt es – analog zu den Abgaben auf Strom – zu reduzieren und durch ein CO_2-basiertes Instrument zu ersetzen. Aktuell werden Energiesteuern, entgegen einer sinnvollen Lenkungswirkung, auch auf grüne Energieträger, z. B. grünen Wasserstoff, erhoben. Dieser Reformvorschlag stünde den Beschlüssen der Bundesregierung nicht entgegen, und wäre zudem politisch zügig umsetzbar.

3.2.2 Reformen auf europäischer Ebene vorantreiben

93. Wie oben dargestellt ist es für die Erreichung der nationalen Klimaziele elementar, dass der geeignete klimapolitische Rahmen auf europäischer Ebene gesetzt wird. Eine wirksame und effiziente Maßnahme zur Erreichung des klimapolitischen Zielpfades stellt daher die Ausweitung des EU ETS auf weitere Sektoren dar. Das EU ETS legt mit den bisherigen Emissionszertifikaten eine Reduktion von 43 % der Treibhausgasemissionen im Vergleich zum Jahr 2005 in den enthaltenen Sektoren fest (konsistent mit dem ursprünglichen Ziel, mindestens 40 % der betreffenden THG einzusparen). Durch die Verschärfung der Zielsetzung durch den Green Deal ist eine Reform notwendig geworden. Konkret sollen die Emissionen aus den Bereichen der Schifffahrt, Gebäude, Verkehr, sowie jegliche Emissionen aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe künftig im Rahmen des EU ETS erfasst werden (EU-KOM, 2020d). Mit einer Ausweitung des EU ETS können einheitliche wirtschaftliche Anreize gesetzt- und sektorenübergreifend kosteneffizient Emissionen reduziert werden. Die verschärfte Zielsetzung zur Reduktion von THG-Emissionen ist vor allem für jene Mitgliedsstaaten eine große Herausforderung, die von einem niedrigen Einkommensniveau, einer energieintensiven Wirtschaft und großen Anteilen fossiler Brennstoffe im Energiemix geprägt sind. Um hier eine gerechte Transformation nicht zu gefährden, sollte mit der Ausweitung des EU ETS die weitere Ausgestaltung der bestehenden Unterstützungsinstrumente einhergehen. Dazu gehören insbesondere die Innovations- und Modernisierungsfonds sowie die vom EU-Budget finanzierten Instrumente, wie der Just Transition Fond und das Förderprogramm Horizon Europe, welche Anreize für Innovation und Forschung zu nachhaltigen Technologien fördern sollen (EU-KOM, 2020d). Insbesondere im Rahmen des EU-Aufbaufonds können Investitionen mit Blick auf diese Ziele eingesetzt werden.

94. Es sollte also bei der Ausweitung des EU ETS zum einen darauf geachtet werden, Mitgliedsstaaten, die relativ stärker von den Mehrkosten der Reform betroffen sind, mit komplementären Maßnahmen zu unterstützen. Zum anderen sollten auch unbedingt innergesellschaftliche Effekte beachtet werden. Durch die Einbeziehung des Verkehrssektors und potenziell der gesamten Verbrennung fossiler Brennstoffe können insbesondere Mehrkosten für private Haushalte mit niedrigem Einkommen entstehen. Um die Akzeptanz der EU ETS-Ausweitung nicht zu gefährden, sollten daher unbedingt Verteilungseffekte in der Gesellschaft berücksichtigt werden und ggf. flankierende Maßnahmen ergriffen werden, die Personengruppen mit niedrigerem Einkommen und geringen Anpassungsmöglichkeiten entlasten.

95. Bei richtiger Ausgestaltung kann eine Ausweitung des EU ETS einen elementaren Grundstein für die Erreichung der klimapolitischen Ziele legen. Als marktbasiertes Instrument schafft der Emissionshandel kosteneffiziente Anreize, in emissionsverringernde Maßnahmen zu investieren und die Nutzung fossiler Brennstoffe zu verringern. Eine Erweiterung des EU ETS auf den Verkehrssektor würde zudem gleiche Wettbewerbsbedingungen für den mit fossilen Brennstoffen betriebenen Straßenverkehr und elektrifizierten

Schienenfahrzeugen schaffen, was wiederum Anreize für die Verringerung des Kraftstoffverbrauches setzt (EU-KOM, 2020d). Der europäische Emissionshandel ist eng mit der Effort Sharing Regulation (ESR) verbunden. Daher bedarf es bei einer Ausweitung des EU ETS auch einer Reform der ESR, wobei es hierfür unterschiedliche Optionen gibt. Der achte Monitoring-Bericht kann – aufgrund seines auf die Berichtsjahre 2018 und 2019 rückblickenden, dokumentierenden Charakters – die Optionen nicht beleuchten. Daher möchte die Expertenkommission im Folgenden auf diese skizzierend eingehen.

96. Die ESR zielt auf alle THG-Emissionen ab, die nicht vom EU ETS oder vom LULUCF berücksichtigt werden und definiert für diese Emissionen klare Reduktionsziele. Würde das EU ETS auf weitere Sektoren ausgeweitet, so hätte dies weitreichende Auswirkungen auf die ESR. Das aktuelle Ziel der ESR, nach welchem die Emissionen aus Nicht-ETS-Sektoren um mindestens 30 % gegenüber dem Jahr 2005 reduziert werden sollen, ist nicht vereinbar mit dem langfristigen Ziel der THG-Neutralität bis zum Jahr 2050. Dies liegt u. a. daran, dass insbesondere im Verkehrs- und Gebäudesektor – beides Sektoren, die dem ESR-unterliegen – heutige Entscheidungen langfristige Konsequenzen haben werden. Es ist daher elementar, dass die 2030er-Ziele des ESR Hand in Hand mit den langfristigen Zielen für das Jahr 2050 gehen.

97. Insofern das EU ETS auf weitere Sektoren ausgeweitet werden sollte, deren Emissionen bisher (zumindest in Teilen) der ESR unterliegen, muss sichergestellt werden, dass die ESR weiterhin eine geeignete Anreizstruktur in den noch in ihr verbleibenden Bereichen bietet, z. B. für Emissionen aus der Landwirtschaft, kleinen Industrieanlagen und der Abfallwirtschaft. In diesen Bereichen liegen in den einzelnen Mitgliedsstaaten recht heterogene Bedingungen vor, sodass hier der nationalen Gesetzgebung eine besondere Bedeutung zukommt (EU-KOM, 2020d).

98. Grundsätzlich gibt es im Zuge der Erweiterung des EU ETS drei verschiedene Optionen, wie mit der ESR weiter verfahren werden sollte. Unabhängig davon, welche der drei Optionen auf europäischer Ebene schlussendlich umgesetzt wird, sollte sich die deutsche Klimapolitik stets an der Erreichung der festgelegten Ziele orientieren und zugleich die oben dargestellten Kriterien effektiver Instrumentierung berücksichtigen. Die Chancen und Potenziale für die Klimawirkung, sowie potenziell mit einer Reformoption einhergehenden Herausforderungen sollen im Folgenden in Kürze dargestellt werden.

99. A) Eine Möglichkeit wäre, die ESR schlicht auslaufen zu lassen, wobei ein Großteil der bisherigen Anwendungsbereiche des ESR in Zukunft dem ausgeweiteten Emissionshandel und der LULUCF-Regulierung unterliegen. Damit THG-Emissionen aus den verbleibenden Bereichen nicht unreguliert verbleiben, müssten dementsprechend effektive komplementäre Maßnahmen durchgeführt werden.

100. B) Eine zweite Möglichkeit besteht darin, die ESR in der aktuellen Form weiter bestehen zu lassen und zeitgleich den Emissionshandel auszuweiten. Die THG-Emissionen einiger Sektoren würden dann sowohl der ESR als auch dem Emissionshandel unterliegen. Die Ziele der ESR müssten bei dieser Option im Rahmen der Verschärfung der THG-Reduktionsziele nach oben angepasst werden, wobei bei den nationalen Zielsetzungen entsprechend Fairness und Solidaritätsaspekte zwischen den Mitgliedsstaaten berücksichtigt werden müssen.

101. C) Zuletzt gibt es auch die Option, lediglich jene Sektoren in der ESR beizubehalten, die nicht vom erweiterten EU ETS erfasst werden. Bei Ausweitung des EU ETS würde sich so der Anteil der unter die ESR fallenden THG-Emissionen deutlich reduzieren. Wenn das reformierte EU ETS beispielsweise alle Emissionen aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe enthalten würde, so reduzierte sich die Menge der THG-Emissionen in der ESR auf rund ein Drittel des bisherigen Ausmaßes. Wenn im Rahmen einer Reform des LULUCF Teile der Emissionen aus dem Landwirtschaftssektor hierunter gefasst würden, so verringerte sich das Ausmaß der ESR weiter auf etwa ein Sechstel. Auch bei einer solchen Variante müssten die nationalen Ziele und Sonderregelungen der Mitgliedsstaaten im ESR angepasst werden (EU-KOM, 2020d).

102. Die Expertenkommission empfiehlt das Auslaufen der ESR in der aktuellen Form. THG-Emissionen sollten nicht sowohl der ESR als auch dem erweiterten Emissionshandel unterliegen. Allerdings sollte dies auch nicht dazu führen, dass Emissionen in den Sektoren des ausgeweiteten Emissionshandels nicht weiter reduziert werden. Minderungen in diesen Sektoren sind zur Zielerreichung, aber auch als Ausgleichsmöglichkeit wichtig. Der Governance-Verordnung der EU und den Nationalen Energie- und Klimaplänen kommen bei dieser Ausgestaltung eine entscheidende Rolle zu. Es gilt, einen konsistenten Instrumentenmix mit komplementären Maßnahmen neben der CO_2-Bepreisung zu entwickeln und die Interaktion der Instrumente zu verfolgen.

3.2.3 Komplementäre Maßnahmen und Instrumente

103. Die Bepreisung von CO_2 kann als zentrales klimapolitisches Instrument zwar einen großen Beitrag zur europäischen Klimapolitik leisten, sie reicht jedoch allein nicht aus, um die gesteckten Ziele der 55 %-Reduktion an Treibhausgasen bis 2030 bzw. der weitgehenden Treibhausgasneutralität bis 2050 zu erreichen. Eine Abschätzung des Sachverständigenrats (2020) ergibt, dass ab dem Jahr 2027 ein Preis von 110 Euro je Tonne CO_2 notwendig wäre, um die Emissionsziele des Klimaschutzplans 2050 in den Sektoren Wärme und Verkehr mit einem einheitlichen Preis zu erreichen. Dabei wird von dem im nationalen Emissionshandel geplanten Preispfad und historisch im Mittel beobachteten Verhaltensanpassungen bis zum Jahr 2026 ausgegangen. Berechnungen von Edenhofer et al. (2019b) zufolge liegt der im Jahr 2030 notwendige Preis zur Erreichung der nationalen Klimaziele im Jahr 2030 zwischen 70 Euro je Tonne CO_2 im günstigsten Szenario und 350 Euro je Tonne CO_2 im ungünstigsten Szenario. Im mittleren Szenario beträgt der im Jahr 2030 notwendige Preis 130 Euro je Tonne CO_2. Nicht nur, aber auch vor diesem Hintergrund muss diese Politik durch weitere Maßnahmen ergänzt werden, die von komplementären marktbasierten Instrumenten bis hin zu regulativen und ordnungsrechtlichen Maßnahmen reichen können. Im folgenden Abschnitt soll eine Reihe dieser Instrumente aufgezeigt und einer Bewertung der Expertenkommission dahingehend unterworfen werden, inwiefern sie einen Beitrag zum Erreichen der klimapolitischen Ziele leisten können.

104. Substantiell höhere CO_2-Preise können zu Carbon Leakage führen, wodurch die emissionmindernde Wirkung des Emissionshandels konterkariert werden kann. Darüber hinaus könnten hohe CO_2-Preise in emissions- und handelsintensiven Sektoren die Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industrie belasten und eine Verlagerung von Wertschöpfung in Regionen mit weniger strikter Klimagesetzgebung zur Folge haben (Schenker et al., 2018, Felbermayr und Peterson, 2020, Garnadt et al., 2020). Die EU sollte daher ihre Bemühungen um einen weitgehend einheitlichen CO_2-Preis bzw. angeglichene Klimaschutz-Ambitionsniveaus auf internationaler Ebene, zumindest mit wichtigen Partnern, intensivieren. Aktuelle globale Entwicklungen – etwa die Ankündigung Japans und Südkoreas, bis 2050 klimaneutral sein zu wollen (China im Jahr 2060), sowie der Ausgang der Wahlen in den USA – eröffnen Chancen, die Ambitionen beim Klimaschutz in einem globalen Bündnis der Willigen zu verstärken (ein „Klimaklub“ à la Nordhaus, 2015; dieser wäre so auszugestalten, dass handelsrechtliche Probleme vermieden werden). Vor dem Hintergrund aktueller geopolitischer Konfliktlagen, die in ihrem Kern auch in den kommenden Jahren bestehen bleiben werden, kann gemeinsamer Klimaschutz durchaus eine wichtige Grundlage internationaler Zusammenarbeit werden. Möglich wäre die Einigung auf einen gemeinsamen CO_2-Mindestpreis mit wichtigen Handelspartnern und die Nutzung eines Grenzausgleichs lediglich an den Außengrenzen eines solchen Klimaklubs (Grimm, 2020, Garnadt et al., 2020). Um den Weg für die schrittweise Erweiterung einer solchen Koalition der Willigen zu ebnen, hält die Europäische Union in ihrer Rolle als Nettoimporteur von CO_2-Emissionen mit den potenziellen Einnahmen aus dem Grenzausgleich noch einen Trumpf in der Hand. Nach dem Beschluss des Europäischen Rats vom Juli 2020 wird der Grenzausgleich zwar als mögliche künftige Einnahmequelle für den EU-Haushalt aufgeführt. Die durch den CO_2-Grenzausgleich erzielten Einnahmen könnten aber auch anders genutzt werden – etwa als Transferleistung für Schwellenländer, um ihnen die Kooperation beim

Klimaschutz attraktiv zu machen und einen Transformationspfad zur Klimaneutralität zu erleichtern (Grimm, 2020).

105. Nur wenn höheren Ambitionen im Klimaschutz auf europäischer Ebene keine Anstrengungen in anderen Ländern gegenüberstehen, sind geeignete Regulierungsmechanismen zur Angleichung der internationalen CO_2-Preise, zur Verhinderung der Verlagerung von CO_2-Emissionen in Länder außerhalb der EU und damit zur Sicherung der Wirtschaftlichkeit von Investitionen innerhalb Europas überhaupt erforderlich. Das derzeitige System freier Zertifikate für Sektoren, die am stärksten von einer Verlagerung ihrer Produktion in Länder außerhalb der EU bedroht sind, wird unter Umständen nicht ausreichend sein, wenn die Zahl der verfügbaren kostenlosen Zertifikate mit den höheren Klimaschutzzielen im EU ETS rasch reduziert wird und dadurch die Zertifikatspreise ansteigen.

106. Ein CO_2-Grenzausgleich (Border Carbon Adjustment, BCA) ist ein geeignetes Instrument zum Ausgleich einer örtlichen Belastung (die in der EU erhöhte CO_2-Bepreisung) durch eine bei Grenzüberschreitung erhobene Abgabe (dem CO_2-Grenzausgleich auf vom außereuropäischen Ausland importierte Produkte). Der Ausgleich führt dazu, dass im Ausland hergestellte Produkte an der europäischen Grenze entsprechend dem CO_2-Gehalt verteuert werden. Die klimapolitisch induzierte wettbewerbliche Verzerrung wird somit nivelliert. Gleichzeitig werden auf diese Weise verstärkte Anstrengungen bei der CO_2-Bepreisung bzw. ein Absenken der CO_2-Emissionen in der Produktion für die Handelspartner außerhalb der Europäischen Union relativ attraktiver, da dies die Zusatzbelastung an der europäischen Grenze reduziert. BCAs vermindern die Gefahr von Carbon Leakage, d. h. die Verlagerung von Produktion und folglich auch von CO_2-Emissionen an Standorte mit einer weniger ambitionierten Klimapolitik (Schenker et al., 2018). Um handelspolitische Verwerfungen zu vermeiden, sind BCAs nur sehr zielgerichtet und mit Bedacht einzusetzen, d. h., wenn überhaupt nur sukzessive in wenigen Sektoren. Dabei ist insbesondere die Konformität mit WTO- und EU-Recht zu beachten (Mehling et al., 2019). Außerdem ergibt sich selbst bei der Beschränkung auf wenige emissions- und handelsintensive Sektoren („Emissions-Intensive, Trade-Exposed Industries," – EITE) die Herausforderung der Erfassung von in Importen enthaltenen Emissionen entlang der Wertschöpfungsketten, die auf die Produktion in EITE-Sektoren zurückzuführen sind. Ein Grenzausgleich, der sich bei Importen nur auf die direkten Emissionen (anstatt den Emissionsgehalt von Produkten, der auf EITE-Sektoren zurückzuführen ist) bezieht würde vermutlich lediglich zu einer Verlagerung von Teilen der Wertschöpfungsketten ins Ausland führen (Garnadt et al., 2020). Unabhängig von der Ausgestaltung, bedarf es klarer Vorgaben und Standards zur Emissionsmessung. Die Messung des CO_2-Fußabdrucks von Zwischen- und Endprodukten, die für eine Bepreisung des Emissionsgehalts an der Grenze erforderlich wäre, stellt heute – u. a. aufgrund der langen und oft internationalen Wertschöpfungsketten – eine große Herausforderung dar. Die Nutzung von Benchmarks kann zwar Abhilfe schaffen, Anreize zur klimafreundlichen Produktion im EU-Ausland wären dann aber nur gegeben, wenn man eine Anpassung der Emissionswerte nach unten auf einen Nachweis hin ermöglicht. Dies wiederum wäre bürokratisch mit großem Aufwand verbunden. Zudem ist vor einer Einführung zu prüfen, inwieweit Handelspartner CO_2 bereits explizit oder auch implizit bepreisen.

107. Im Fall eines unilateralen Vorgehens seitens der EU könnten Handelspartner jedoch selbst bei WTO-konformer Umsetzung einen Grenzausgleich als protektionistische Maßnahme werten und Gegenmaßnahmen ergreifen. Deutschland als exportorientiertem Land etwa drohten bei einem Handelskonflikt insbesondere mit den USA hohe Wertschöpfungsverluste. Der Schaden aus einem unilateral eingeführten Grenzausgleich könnte daher dessen Nutzen übersteigen (Sachverständigenrat, 2020; Grimm, 2020). Vor diesem Hintergrund ist ein kooperatives Vorgehen mit den wichtigsten Handelspartnern unbedingt anzustreben.

108. Neben diesen primär auf den CO_2-Preis ausgerichteten Politikinstrumenten sollten aus Sicht der Expertenkommission außerdem Mechanismen diskutiert werden, die nachhaltige Klimaschutzinvestitionen in der

Industrie fördern können. Darunter fallen beispielsweise Differenzverträge, sogenannte *carbon contracts for differences*, welche Unternehmen gegen schwankende CO_2-Preise absichern. Dadurch werden nachhaltige Investitionen zwar berechenbarer für Unternehmen, das Instrument muss aber mit Bedacht eingesetzt werden, um eine für den Staat und die Gesellschaft unnötig teure Förderung zu vermeiden und dadurch die Akzeptanz der Transformation nicht zu gefährden. Investitionen in die notwendigen Infrastrukturen (Versorgungsnetze von Strom, Gas und Wasserstoff sowie elektrische Ladeinfrastruktur und Wasserstofftankstellen für Fahrzeuge) sind zudem unverzichtbar, um die klimapolitischen Ziele zu erreichen. Öffentliche Mittel sollten hier gezielt eingesetzt werden, um privatwirtschaftliche Investitionen auszulösen und auch zielgerichtet die Kompetenzen der Unternehmen bezüglich der Ausgestaltung der Infrastruktur bestmöglich einzubeziehen. Hierfür ist ebenfalls ein geeigneter Rahmen erforderlich (vgl. Kapitel 13). Um nachhaltige Investitionen auch auf dem Finanzmarkt zu fördern und somit privatwirtschaftliche Investoren zu aktivieren, sollte zudem schnellstmöglich ein einheitliches und verpflichtendes Regelwerk („EU-Taxonomie“) für nachhaltige Finanzprodukte umgesetzt und ausgeweitet werden (vgl. auch Sachverständigenrat, 2020, Ziffern 419-423; Liebich et al., 2020). Dieses sollte u. a. Veröffentlichungspflichten für Finanzmarktakteure und große kapitalmarktorientierte Unternehmen festlegen, um so Informationsasymmetrien zugunsten der potenziellen privaten Anleger abzubauen. In diesem Zusammenhang sei erwähnt, dass die Europäische Zentralbank und nationale Zentralbanken (auch außerhalb von Europa) derzeit Konzepte erarbeiten, welche die Offenlegung von Nachhaltigkeitskriterien zur Bedingung machen sollen, wenn Zentralbanken Aktien in ihre Portfolios aufnehmen. Dies impliziert zwar keine direkte grüne Strategie der Zentralbanken selbst, schafft aber belastbare Informationen.

109. Nicht nur auf dem Finanzmarkt sollten jedoch einheitliche und verpflichtende Regelwerke eingeführt werden. Maßnahmen zur Vereinheitlichung der CO_2-Erfassung anhand klarer Zertifizierungsstandards sind eine essenzielle Grundvoraussetzung zur Funktionalität der marktbasierten Instrumente und weiteren industriepolitischen Maßnahmen. Diese Zertifizierungsstandards können eine sektorenübergreifende Erfassung und Bewertung der Emissionen vereinfachen und somit einen glaubwürdigen Rahmen für CO_2-basierte Maßnahmen schaffen.

110. Die Expertenkommission empfiehlt die Erreichung der klimapolitischen Ziele grundsätzlich über marktbasierte Instrumente anzustreben. Wenn ordnungsrechtliche Maßnahmen genutzt werden, wie beim Kohleausstiegsgesetz zur schrittweisen Abschaltung aller Stein- und Braunkohlekraftwerke bis 2035 bzw. 2038, ist mit Bedacht vorzugehen. Auch wenn das Beenden der Stromgewinnung aus Stein- und Braunkohle im Hinblick auf das Erreichen der Klimaziele selbstverständlich zu befürworten ist, so stellt das Kohleausstiegsgesetz aus Sicht der Expertenkommission in dieser Form kein geeignetes Mittel dar. Vielmehr sollten Stein- und Braunkohle rein über das Instrument der CO_2-Bepreisung aus dem Markt gedrängt werden, wodurch ein schnellerer und effizienterer Kohleausstieg ermöglicht werden kann, womit u. a. auch Kompensationszahlungen an Unternehmen vermieden werden (vgl. Kapitel 3).

111. Mit der zunehmenden Bedeutung von neuen Technologien ändern sich die Anforderungen an Qualifikationen und Kompetenzen von Arbeitskräften. Um neue Studiengänge und Ausbildungsinhalte zu etablieren, bedarf es langer Vorlaufzeiten. So müssen die entsprechenden Forschungsschwerpunkte an Universitäten gestärkt, Studiengänge etabliert und Lehrpersonal für die Berufsschulen ausgebildet werden (Sachverständigenrat, 2020, Ziffern 442 ff.). Dabei ist darauf zu achten, dass Inhalte mit Bezug zur Energiewende breiter als bisher in den Studien- und Ausbildungsgängen verankert werden sollten – denn es werden zunehmend verschiedenste Sektoren eine aktive Rolle in der Energiewende spielen müssen, z. B. in der Industrie oder auch der Landwirtschaft. In allen Sektoren kann Weiterbildung den aktuellen Fachkräften die Möglichkeit bieten, ihre Kenntnisse um neue Technologiefelder zu erweitern. Dies kann zur Beschleunigung des Ausbaus von nachhaltigen Technologien beitragen. Der aktuell schon bestehende Fachkräfteengpass in MINT-Berufen sollte beispielsweise durch

verstärkte Förderung von Frauen in MINT-Fächern oder auch durch einen vereinfachten Arbeitsmarktzugang für Fachkräfte aus Mitgleidsstaaten der EU oder aus Drittstatten adressiert werden (Sachverständigenrat, 2020, Ziffern 444-445).

112. Diese nicht abschließende Auswahl an klimapolitischen Instrumenten und Maßnahmen soll einen Überblick über verschiedene staatliche Interventionsmöglichkeiten zur Reduktion von Treibhausgasemissionen und zur Erreichung langfristigen Klimaziele geben. Es finden sich darüber hinaus noch eine Reihe weiterer Instrumente und Maßnahmen, welche im Rahmen dieser Stellungnahme in den jeweiligen Kapiteln diskutiert werden, wobei u. a. Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz (vgl. Kapitel 8) und verkehrspolitische Instrumente (vgl. Kapitel 9) hervorgehoben seien. Der dargestellte Mix an Instrumenten soll vor allem aufzeigen, wie der geeignete Rahmen für eine langfristig ausgelegte Klimapolitik gesetzt werden müsste, um die für 2030 bzw. 2050 festgelegten Klimaziele zu erreichen. Im folgenden Teilkapitel soll der Blick noch einmal auf die kurze Frist gelegt werden, wobei zum einen Maßnahmen aufgezeigt werden sollen, die möglichst rasch umgesetzt werden sollten. Zum anderen werden „grüne“ Investitions- und Konjunkturprogramme im Angesicht der aktuellen Herausforderungen durch die Corona-Pandemie diskutiert.

3.3 Kurzfristige Klimapolitik und Berücksichtigung aktueller Herausforderungen

3.3.1 „No-regret“-Maßnahmen rasch umsetzen

113. Der Zielpfad zur Erreichung der Klimaziele ist ambitioniert und das Budget zum weiteren Ausstoß von Treibhausgasemissionen begrenzt. Eine wirksame und langfristig gedachte Klimapolitik setzt notwendige Entwicklungsschritte daher möglichst bald um. Grundsätzlich sollte ein großes Transformationsprojekt wie der Umbau des Energiesystems zwar technologieoffen sein, jedoch gibt es angesichts der langen Zeitskalen unabdingbare technologische Notwendigkeiten, die ohne weitere Verzögerungen rasch angegangen werden sollten. Diese sogenannten „No-regret“-Maßnahmen betreffen vor allem den Ausbau der notwendigen Infrastruktur für klimafreundliche Technologien sowie Bereiche, bei denen heutige Investitionsentscheidungen langfristige Auswirkungen auf die Menge an emittierten Treibhausgasen haben (acatech et al., 2020; EU-KOM, 2020d). Eine Reihe dieser Maßnahmen soll im Folgenden aufgezeigt werden.

114. Eine unabdingbare Voraussetzung für die Dekarbonisierung des Energiesektors ist der weitreichende Einsatz erneuerbarer Energien. Die einzigen beiden in Deutschland großskalierbaren Alternativen zur Energiegewinnung mit hohem technologischem Reifegrad sind Windenergie und Photovoltaik. Deren weiterer Ausbau sollte schnellstmöglich forciert werden, wobei auch die Schaffung der rechtlichen Rahmenbedingen (etwa eine Reform der Regelungen zum Mindestabstand zu Wohnsiedlungen vgl. dazu Kapitel 4) bei gleichzeitiger Berücksichtigung der Akzeptanz in der Bevölkerung sichergestellt werden sollte. Damit einher geht auch der Auf- und Ausbau der Infrastruktur zur Verteilung des erneuerbaren Stroms, sprich der Schaffung von modernen, leistungsfähigen Übertragungs- und Verteilernetzen (vgl. Kapitel 4 zur EEG-Novelle und Kapitel 6 zur Netzinfrastruktur).

115. Auch Investitionen in (die Infrastruktur von) Elektromobilität zählen aus Sicht der Expertenkommission als „no-regret“-Maßnahme. Heute produzierte Autos fahren durchschnittlich noch 15-20 Jahre auf unseren Straßen (bei Berücksichtigung der Gebrauchtwagennutzung) und stoßen entsprechend Treibhausgasemissionen aus (EU-KOM, 2020a). Die sofortige Schaffung der notwendigen Voraussetzungen für eine emissionsarme Mobilität ist daher wesentlicher Bestandteil einer zielgerichteten Klimapolitik.

116. Einen zeitlich noch längeren Investitionszyklus finden wir im Gebäudesektor. Heute erstellte Neubauten haben gut 50 Jahre einen Einfluss auf die Menge der THG-Emissionen des Sektors. Heute ergriffene Maßnahmen

und getätigte Investionen zur Steigerung der Gebäude-Energieeffizienz leisten daher einen langfristigen Beitrag zur Emissionsreduktion (vgl. Kapitel 3).

117. Die Klimaneutralität 2050 in Europa und Deutschland kann nicht ausschließlich über die direkte Nutzung erneuerbarer Energien in allen Sektoren (mittels direkter Elektrifizierung) erreicht werden. Nach heutigem Wissensstand werden Wasserstoff und synthetische Energieträger eine entscheidende Rolle spielen (vgl. Kapitel 11). Diese eröffnen zudem die Möglichkeit, erneuerbare Energie auch aus weiter entfernten Regionen der Welt zu importieren, um langfristig den Import fossiler Brenstoffe zu substituieren. Investitionen in die Entwicklung von Wasserstofftechnologien und -infrastrukturen sind demzufolge ebenfalls als „no-regret“-Maßnahmen anzusehen, da Wasserstoff sowohl in zukünftigen Energiesystemen als auch als Alternative zu Treibstoffen auf fossiler Basis eine Rolle spielen kann (acatech et al., 2020).

3.3.2 Grüne Investitions- und Konjunkturprogramme

118. Um die wirtschaftlichen Folgen der Corona-Pandemie abzufedern, haben Staaten weltweit mit Investitions- und Konjunkturprogrammen geantwortet. Einen Überblick liefert die Aufstellung des Internationalen Währungsfonds (IMF, 2020). In vielen Ländern, darunter die USA, beliefen sich allein einzelne Maßnahmenpakete auf über 10 % des jeweiligen Bruttoinlandprodukts. Auch wenn die Corona-Krise gegenwärtig die Aufmerksamkeit auf sich zieht, der Klimawandel bleibt eine akute globale Herausforderung. Diese Herausforderungen sollten nicht nacheinander angegangen werden, da die Zeit nicht ausreicht, sich zunächst auf Corona-Pandemie und dann auf die Energiewende zu konzentrieren. Hinzu kommt, dass finanzielle Ressourcen begrenzt sind. Daher wurden Vorschläge erarbeitet, Wachstums- und Investitionsprogramme möglichst „grün“ auszugestalten, um beide Herausforderungen gemeinsam anzugehen (z. B. in Deutschland im Mai 2020 vgl. Agora Energiewende und Agora Verkehrswende, 2020; Feld et. al., 2020; Sachverständigenrat, 2020).

119. Ende Mai präsentierte die Europäische Kommission den Europäischen Wiederaufbauplan (Europe‘s Recovery Plan). Dieser schlug eine Anpassung des ursprünglich am Anfang des Jahres festgelegten EU Arbeitsplans für das Jahr 2020, des Mehrjährigen Finanzrahmens, und mit „Next Generation EU“ ein Sonderinstrument vor (EU-KOM, 2020a, 2020b). Diese Vorhaben wurden wenige Zeit später auch vom Europäischen Rat beschlossen. Die Anpassungen des ursprünglich festgelegten Arbeitsplans berührten auch den europäischen Green Deal, der bereits 2019 angekündigt wurde. Die im Green Deal beschriebenen politischen Initiativen wurden aber in der Regel nur hinsichtlich der zeitlichen Abfolge angepasst, so dass sich daraus keine nennenswerten weiteren Impulse für Europas Wirtschaft oder die Energie- und Klimapolitik ergaben. Anders zu bewerten ist die Situation bei „Next Generation EU“ (und der damit verbundenen Anpassung des Mehrjährigen Finanzrahmens). Dabei handelt es sich um einen Fonds mit einem Gesamtvolumen von 750 Mrd. Euro, der fast hälftig in Form von Zuschüssen (390 Mrd. Euro) bzw. in Form von rückzahlbaren Krediten (360 Mrd. Euro) ausgegeben wird. Auch wenn die primäre Absicht des Fonds die Adressierung der Konsequenzen der Corona-Pandemie ist, sind die Mittel teilweise gebunden an den Klimaschutz. Es wurde festgeschrieben, dass 30 % der Gesamtsumme (entspricht 225 Mrd. Euro) auf sogenannte Green Bonds entfallen (EU-Rat, 2020), d. h. (festverzinsliche) Anleihen zur Finanzierung von Projekten mit positiver Klimawirkung. Weitere Corona-bezogene EU-Fiskalinstrumente, die ebenfalls mit beträchtlichen Volumina ausgestattet sind[17] (der IMF weist derzeit ein Volumen von 1,5 Billionen Euro über alle Fiskalinstrumente aus), besitzen allerdings keinen besonderen Bezug zur Energiewende. Damit relativiert sich der „grüne“ Anteil. Allerdings will die EU in den kommenden Jahren ihre Möglichkeiten, eigene finanzielle Mittel

[17] Insbesondere das 540 Mrd. Euro Paket der Euro-Gruppe zur Unterstützung von Mitgliedsstaaten, Firmen und Arbeiter im April 2020.

zur Verfügung zu stellen erweitern, u. a. aus den Einnahmen einer Plastik-Abgabe oder auch eines CO_2-Grenzausgleichs.

120. Die Bundesregierung geht davon aus, dass „auch die energiewirtschaftlichen Elemente des Konjunkturpakets von Juni 2020, wie z. B. die Ausweitung der projektbezogenen Forschung bei den Reallaboren und bei SINTEG, die Nationale Wasserstoffstrategie oder die Aufstockung des CO_2-Gebäudesanierungsprogramms […] wichtige Impulse für Innovationen und wirtschaftliches Wachstum im Erholungsprozess nach der Pandemie setzen“ (vgl. Kapitel 15.2 in BMWi, 2020). Das Konjunkturpaket besitzt ein Volumen von 130 Mrd. Euro. 31 % dieses Stimulus wurden als „grün“ identifiziert (Dafnomilis et al., 2020). Eine genauere Aufschlüsselung der wichtigsten Initiativen des 45 Mrd. Euro-Zukunftspaketes zeigt die wesentlichen Schwierigkeiten einer solchen Bewertung (vgl. Tabelle 7): Zum einen ist eine Entscheidung darüber zu treffen, welche Initiativen die Energiewende unterstützen und welche nicht. Zum anderen sind nicht alle Maßnahmen des Konjunkturpakets zusätzliche Maßnahmen. Einige waren bereits unabhängig vom Konjunkturpaket vorgesehen, bei wieder anderen Maßnahmen handelt es sich lediglich um ein Vorziehen der entsprechenden Ausgaben. Z. B. wird die „Nationale Wasserstoffstrategie“ als die größte Maßnahme des Zukunftspakets genannt. Dabei muss jedoch beachtet werden, dass tatsächlich die Strategie nicht originär dem aufgrund der Corona-Krise geschnürten Zukunftspaket zugerechnet werden kann, denn die Nationale Wasserstoffstrategie wurde auch schon vor der Corona-Pandemie diskutiert, allerdings ohne das letztendlich große finanzielle Volumen der Maßnahmen schon spezifiziert zu haben. Bei „nicht-grünen“ Investitionen sollte unbedingt darauf geachtet werden, dass diese dem nachhaltigen Umbau des Energie- und Wirtschaftssystems nicht entgegenstehen, also nicht bestimmte Emissionspfade auf Jahre hinaus zementieren („carbon-lock in“).

Tabelle 7: Bedeutsame Maßnahmen und deren Finanzvolumen im Konjunktur- und Krisenbewältigungspaket sowie im Rahmen der „Zukunftsinvestitionen und Investitionen in Klimatechnologien“ im Zukunftspaket vom Juni 2020

Maßnahmen	Umfang [Mrd. Euro]
Deckelung der EEG-Umlage auf 6,5 ct (2021) bzw. 6 ct (2022)	11
Nationale Wasserstoffstrategie	7
Modernisierung, Ausbau und Elektrifizierung des Schienennetzes der Deutschen Bahn	5
Flächendeckendes 5G Netz	5
Online-Zugangs-Gesetz	3
Investition in Ladesäulen-Infrastruktur, Förderung der Forschung und Entwicklung der Elektromobilität und Batteriezellfertigung	2,5
Verdopplung der Kaufprämie für Elektrofahrzeuge auf 6.000 Euro. Förderung nur bis zur Kaufpreisgrenze von 40.000 Euro. Erhöhung der Kaufpreisgrenze von reinelektrischen Dienstwagen von 40.000 Euro auf 60.000 Euro.	2,2
Förderung von Forschung und Entwicklung bei Fahrzeugherstellern und Zulieferern	2
Aufbau außenwirtschaftlicher Partnerschaften für nationale Wasserstoffstrategie	2
CO_2-Gebäudesanierungsprogramm	2
Produktinnovation im Bereich der Künstlichen Intelligenz	2
Quantentechnologie und Bau von Quantencomputern	2
Forschung zu 5G und 6G	2

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von auf BMF (2020)

121. Auch für Deutschland gilt, dass weitere bedeutsame Corona-Pandemie-bezogenen Fiskalinstrumente wenig Bezug zur Energiewende aufweisen. Der IMF, welcher eine Übersicht zu den wichtigsten konjunktur-

wirksamen Maßnahmen je Land zusammenstellt (IMF, 2020), errechnet auch für Deutschland eine Gesamtsumme von über 1 Billion Euro Hilfe aus verschiedenen Instrumenten. Z. B. wurde bereits im März ein „Corona-Schutzschild für Deutschland“ beschlossen. Zur Finanzierung nimmt der Bund neue Kredite in Höhe von rund 156 Mrd. Euro auf. Das Kabinett hatte einen entsprechenden Nachtragshaushalt gebilligt. Im Vordergrund stehen Maßnahmen im Bereich Gesundheitsversorgung, Sicherung von Familien, Unternehmen, Beschäftigte (z. B. Kurzarbeitergeld), Selbständige und Freiberufler. Ein weiteres großes Instrument ist der Wirtschaftsstabilisierungsfonds mit einem Gesamtvolumen von bis zu 600 Mrd. Euro. Dieser wird branchenübergreifend Unternehmen zur Stärkung ihrer Kapitalbasis und zur Überwindung von Liquiditätsengpässen bereitgestellt. Der Fonds, dem auch die Europäische Kommission im Juli 2020 zustimmte, richtet sich an Unternehmen, deren Bestandsgefährdung erhebliche Auswirkungen auf den Wirtschaftsstandort oder den Arbeitsmarkt in Deutschland hätte.

122. Im Zuge der Unterstützungsmaßnahmen sollte Sorge getragen werden, dass der notwendige Strukturwandel hin zu einer klimaneutralen Gesellschaft nicht weiter hinausgezögert sondern vielmehr befördert wird. Dies ist zum einen im Kontext von Hilfsmaßnahmen für die Industrie zu beachten, die zukunftsorientiert sein sollten. In vielen Sektoren wird der Strukturwandel zu neuen Qualifikationsanforerungen führen. Daher sollte die Zeit der Kurzarbeit genutzt werden, um in Weiterbildung zu investieren (Sachverständigenrat, 2020, Ziffern 212-214).

123. Eine faire Bewertung des „grünen“ Anteils von fiskalischen Instrumenten zur Stimulierung der Wirtschaft in Reaktion auf die Corona-Pandemie müsste oben angesprochene Problembereiche berücksichtigen (d. h. Ermittlung der „grünen“ Fördervolumina in Bezug auf alle fiskalischen Instrumente, nicht lediglich innerhalb eines Paketes; Untersuchung auch von nicht-grünen Maßnahmen hinsichtlich Gefahren von „carbon-lock in“; geeignete Identifizierung des grünen Anteils je Maßnahme; Identifizierung der Mehrinvestitionen jenseits der „Ohnehin-Maßnahmen“). Auf dieser Grundlage könnte ein Monitoring aufgesetzt werden, das überprüft, welche möglichen bzw. tatsächlichen Wirkungen von diesen Maßnahmen auf das Klima ausgehen. Ein solches Monitoring sollte mehrere Dimensionen berücksichtigen, ähnlich wie z. B. das IPCC Assessment Framework (Allen et al., 2018) verschiedene Rahmenbedingungen für bzw. Wirkungen von Politikinstrumenten und Maßnahmen anhand von verschiedenen Dimensionen evaluiert. Eine ausführliche Diskussion zu solchen Kriterienrastern liefert Kapitel 13 dieser Stellungnahme.

124. Die großen Investitionsbedarfe, die sich mit Blick auf die Zielerreichungen 2030 ergeben (vgl. Kapitel 2), erfordern eine Strategie, um privates Kapital zu heben. Die EU-Kommission rechnet für den Zeitraum zwischen den Jahren 2021 bis 2030 mit einem zusätzlichen privaten und öffentlichen Investitionsbedarf von rund 2,6 Billionen Euro. Die Investitionsausgaben würden sich dadurch im Vergleich zu den Jahren 2010 und 2019 fast verdoppeln (EU-KOM, 2019, 2020c). Nimmt man die oben genannte Nationale Wasserstoffstrategie als Beispiel, so liegt es im Eigeninteresse der Bundesregierung, die Chancen für Wasserstoffprojekte am Finanzmarkt besser zu verstehen und die relevanten institutionellen und sozioökonomischen Rahmenbedingungen dafür zu identifizieren. Grundsätzlich ist zu erwähnen, dass bei Investitionen mit hohen anfänglichen Kapitalbedarfen (z. B. Infrastrukturprojekte), Instrumente zur Reduktion von Risiken wichtig sind. Für die Förderung von Investitionen in kapitalintensive Erneuerbare Energien waren daher Einspeisevergütungen ein teures, aber auch sehr effektives Instrument zur Hebelung privater Investitionen, da sie das Risiko/Rendite-Verhältnis verbesserten. Direkte öffentliche Investitionen verbessern häufig zwar nicht das Risiko/Rendite-Verhältnis, helfen aber dabei, die benötigte anfängliche Infrastruktur zu schaffen, die anschließend private Investitionen begünstigen. In jedem Fall ist wichtig, die Investitionsausgaben zur Technologieförderung in Lerneffekte umzusetzen, um auch langfristig negative Entwicklungen, z. B. eine Technologieabwanderung, zu vermeiden. Eine systematischere Beachtung solcher Überlegungen zur Hebung privater Investitionen ist lohnenswert (vgl. auch Polzin et al., 2019).

4 Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien – Aktuelle Entwicklungen

Das Wichtigste in Kürze

Als wesentlichen Baustein zum Erreichen der Klimaschutzziele 2030 auf europäischer und nationaler Ebene ebenso wie zum europäischen Ziel für den Anteil der erneuerbaren Energien 2030 sieht die Bundesregierung einen Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2030 von 65 % vor. Mit der Novellierung des Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG 2021) liegen Zielgrößen vor, die – sofern die Annahmen des NECP bezüglich der Entwicklung des Bruttostromverbrauchs eintreffen – das Erreichen des 65 %-Ziels ermöglichen. Fraglich bleibt jedoch, ob mit dem EEG 2021 die geeigneten Rahmenbedingungen gesetzt werden, um diese Zielwerte auch in der Praxis zu erreichen.

Dies betrifft zunächst den Ausbau der Photovoltaik, für die innerhalb der letzten zwei Jahre die Vergütung für Neuanlagen stark zurückgegangen ist, während keine gleichwertigen Kostensenkungen bei der Anlagentechnologie erzielt werden konnten. Die wirtschaftliche Attraktivität von Dachanlagen ist somit stark gesunken. Die Höhe ihres Beitrags zur Zielerreichung ist aus heutiger Sicht demnach mit hohen Unsicherheiten behaftet. Anders im Freiflächensegment: Hier besteht innerhalb der EEG-Ausschreibungen ein hohes Angebots- und damit Wettbewerbsniveau. Deshalb ist die im EEG 2021 angelegte Erhöhung der Ausschreibungsvolumina samt moderater Verbesserungen wie die Erhöhung der maximal förderfähigen Anlagengröße oder die Verbreiterung der Flächenkulisse für Anlagen entlang von Autobahnen und Schienenwegen zu begrüßen. Zudem zeichnet sich eine wachsende Zubaudynamik außerhalb des EEG und somit unabhängig von einem Fördersystem ab. Hier ist im Blick zu behalten, ob die Steuerungsmöglichkeiten auf kommunaler und regionalplanerischer Ebene ausreichen, um die Dimensionierung von Solarparks so zu steuern, dass die Akzeptanz vor Ort erhalten bleibt.

Wesentlich größere Herausforderungen für die Zielerreichung bestehen beim weiteren Ausbau der Windenergie an Land. Bei den Genehmigungsvolumina zeichnet sich zwar eine Erholung ab. Entscheidend für die Wiederbelebung des Marktes ist jedoch die Beschleunigung der Genehmigungsverfahren und die Beseitigung weiterer Hürden. Besonders die Klärung von möglichen Problemlagen im Zusammenhang mit dem Natur- und Artenschutz sowie mit der Flugsicherung ist notwendig. Zudem werden Genehmigungen immer häufiger beklagt. Der im EEG 2021 angelegte Kooperationsmechanismus zwischen Bund und Ländern, in dessen Rahmen erstmals eine regelmäßige, bundesweite Erfassung von für die Windenergie nutzbaren Flächen erfolgen soll, ist ein wichtiger Schritt, ebenso wie die Möglichkeit der stärkeren finanziellen Teilhabe der Kommunen an den Erträgen. Da flexible Abstandsregelungen helfen, die Akzeptanz für die Windenergie an Land zu erhalten, empfiehlt die Expertenkommission den Bundesländern auf eine Festlegung pauschaler Abstandsregelungen zu verzichten.

Da bereits die Regelungen im Kontext des EEG 2021 teilweise für die gesetzten Ziele nicht ausreichend erscheinen, ist für die „Ambitionierung“ der Klimaschutzziele auf europäischer Ebene (Zielwert -55 %) bis 2030 zwingend nachzusteuern. Dies betrifft nicht nur die Ausbauziele in den Sparten Photovoltaik, Windenergie an Land und Offshore-Wind, die unter Berücksichtigung eines deutlich höheren Stromverbrauchswerts entgegen den Annahmen des NECP neu festgelegt werden müssen, sondern auch mögliche Mechanismen zur Stärkung der europäischen Kooperation. Da im europäischen Kontext ausreichend Erzeugungspotenziale vorhanden wären, geht es vorrangig um Impulse für eine gesteigerte Ausbaudynamik. Hier sind europäische Lösungen zu stärken, um nationale Aktivitäten besser zu ergänzen. Hierfür bedarf es einer Weiterentwicklung des bestehenden Regelwerks: Finanzierungsmechanismen, Fördermechanismen und insbesondere die Anrechenbarkeit in den jeweiligen Mitgliedsstaaten sind zu klären. Eine Einbeziehung internationaler Ausbauoptionen darf dabei keinesfalls die Ambitionen des inländischen Ausbaus schwächen.

4.1 Bewertung des Ausbaupfads und des 65 %-Ziels

125. Im achten Monitoring-Bericht stellt die Bundesregierung die Entwicklungen der Anteile der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch, am Bruttostromverbrauch, am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte sowie am Endenergieverbrauch des Verkehrssektors umfänglich dar. Daher geht die Expertenkommission im Folgenden punktuell auf Besonderheiten ein und konzentriert sich insbesondere auf die Bewertung der Optionen und Weichenstellungen für die zukünftige Entwicklung bis 2030. Für letzteres liegt der Fokus auf dem Stromsektor.

126. Zur Entwicklung des Anteils der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch äußert sich die Bundesregierung im achten Monitoring-Bericht positiv und zeigt sich optimistisch, das Ziel eines Anteils von 18 % im Jahr 2020 zu erreichen. Sie leitet dies aus der positiven Entwicklung der vergangenen Jahre und dem im Jahr 2019 erreichten Anteil von 17,4 % ab. Darüber hinaus weist sie darauf hin, dass in dem 10-Jahresabschnitt von 2008 bis 2018 eine Steigerung des erneuerbaren Anteils von 7 %-Punkten umgesetzt werden konnte. Die Expertenkommission hält zwar das Erreichen des Ziels für 2020 ebenfalls für wahrscheinlich, möchte aber ausdrücklich darauf hinweisen, dass selbst unter den aktuell geltenden Zielsetzungen auf europäischer Ebene der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch europaweit bis 2030 auf 32 % steigen muss. Die deutsche Zielsetzung bleibt mit einem Anteil von 30 % bereits dahinter zurück. Dennoch ist damit innerhalb der nächsten 10 Jahre eine Steigerung um 12 %-Prunkte verbunden, was annähernd einer Verdopplung des in der Zehn-Jahres-Spanne von 2008 bis 2018 Erreichten gleichkommt. Bislang wurde die Entwicklung insbesondere durch die hohe Dynamik in der erneuerbaren Stromerzeugung getragen. Trotz einer erheblichen Übererfüllung der Zielsetzungen in diesem Segment, wird das Ziel für den Bruttoendenergieverbrauch zwar sehr wahrscheinlich erreicht, eine Übererfüllung in ähnlichem Maße wie beim Anteil am Bruttostromverbrauch ist jedoch nicht wahrscheinlich. Dies bedeutet jedoch im Umkehrschluss, dass sowohl in der Wärmebereitstellung – auch wenn die Zielsetzung von 14 % erreicht wurde (vgl. hierzu auch EWK, 2019) – als auch im Verkehrssektor in den kommenden Jahren eine erheblich höhere Entwicklungsdynamik erforderlich sein wird. Die Expertenkommission hält es für fragwürdig, ob die im achten Monitoring-Bericht diesbezüglich vorgestellten Maßnahmen geeignet sind, diese auszulösen.

127. Als wesentlichen Baustein zum Erreichen der Klimaschutzziele 2030 auf europäischer und nationaler Ebene ebenso wie zum europäischen Ziel für den Anteil der erneuerbaren Energien 2030 sieht die Bundesregierung einen Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2030 von 65 % vor. Dieses Ziel wurde im Zuge des Kohleausstiegsgesetzes als Neufassung von § 1 Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 EEG 2017 gesetzlich verankert. In diesem Kapitel wird dabei das Augenmerk weniger auf die Diskussion zur weiteren Entwicklung des Bruttostromverbrauchs gelegt; dieser Aspekt wurde bereits in Kapitel Perspektive bis zum Jahr 2030 (vgl. Kapitel 2) kritisch beleuchtet und hinterfragt. Dieser Thematik widmen sich darüber hinaus mehrere Untersuchungen: So geht Agora Energiewende (2020a) von einem Bruttostromverbrauch von 650 TWh aus, BEE (2020) bzw. EWI (Gierkink, 2020) sehen noch deutlich höhere Verbrauchswerte von ca. 740 TWh bzw. 750 TWh vor. Derartige Stromverbrauchsentwicklungen bedingen jedoch einen erheblich höheren Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung, um das Ziel eines Anteils von 65 % am Bruttostromverbrauch erreichen zu können, als bislang im EEG 2021 angelegt. Die Expertenkommission weist an dieser Stelle ausdrücklich auf das Erfordernis der Kompatibilität der Zielsetzungen (Elektrifizierung im Verkehr, Elektrifizierung der Wärmeversorgung, Elektrifizierung industrieller Prozesse und andererseits sinkender Stromverbrauch) und damit ggf. verbundenen Nachsteuerungsbedarf hin.

128. Die Expertenkommission widmet sich an dieser Stelle zunächst der Frage, ob die im NECP und EEG 2021 angelegten Ausbaupfade in sich konsistent erscheinen, denn bereits in ihrer Stellungnahme zum zweiten Fortschrittsbericht im Frühjahr 2019 hatte die Expertenkommission darauf hingewiesen, dass die bisherigen

Ausbaupfade mit der damals neuen Zielsetzung nicht vereinbar sind, da die Umsetzung der geltenden Ausbaupfade rechnerisch nicht zum Erreichen eines 65 %-Ziels genügte. Des Weiteren schlug die Expertenkommission zielkonforme Werte für 2030 vor[18], deren Umsetzung eine Zielerreichung ermöglichen würde. Einen Vergleich dieser Werte mit den in der EEG-Novelle und in der Novelle des Windenergie-auf-See-Gesetzes enthaltenen Werten enthält Tabelle 8. Die neuen Ausbaupfade der Bundesregierung für das Jahr 2030 sehen installierte Leistungen von 71 GW Windenergieanlagen an Land bzw. 20 GW auf See sowie 100 GW Photovoltaikanlagen vor. Dies entspricht für Windenergieanlagen auf See sowie für Photovoltaikanlagen der oberen Bandbreite, für Windenergieanlagen an Land der unteren Bandbreite des seitens der Expertenkommission ermittelten zielkonformen Anlagenbestandes im Jahr 2030. An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass in das zur Zielsetzung seitens der Expertenkommission in der Stellungnahme zum zweiten Fortschrittsbericht als erforderlich angesehene Mengengerüst der durch die neueren Entwicklungen insbesondere im Kontext der Klimaneutralität und des resultierenden Wasserstoffbedarfs zu erwartende steigende Strombedarf noch nicht einbezogen war.

Tabelle 8: Bandbreite des erforderlichen Anlagenbestandes im Jahr 2030 für das Erreichen des 65 %-Ziels sowie Zielwerte in den novellierten Gesetzen nach Technologien in GW

	Referenz 2030	65 % Zielkonform	EEG 2021*
Windenergie an Land	59	66-86	71
Windenergie auf See	15	17-20	20
Photovoltaik	61	82-98	100

* und Windenergie-auf-See-Gesetz
Quellen: EEG 2021, WindSeeG, EWK (2019)

129. Dennoch hat die Bundesregierung mit den gesetzlichen Neuerungen plausible Größen festgelegt, die insgesamt das Erreichen des 65 %-Ziels ermöglichen, sofern die weiteren Rahmenbedingungen den Annahmen für die Festlegung der Ausbaupfade entsprechen. Dabei ist eine wesentliche Voraussetzung, dass die zumindest als sehr optimistisch einzustufende Annahme der Bundesregierung zur Höhe des Bruttostromverbrauchs von 580 TWh im Jahr 2030 – die beispielsweise den in der nationalen Wasserstoffstrategie ausgewiesenen Strombedarf für grünen Wasserstoff in Höhe von 20 TWh noch nicht inkludiert – eintritt und die Ausbauziele auch tatsächlich erreicht werden (können). Die Expertenkommission möchte sich an dieser Stelle vor allem der Frage widmen, ob der aktuell im EEG 2021 vorgesehene Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung mit dem bestehenden Gesetzesrahmen überhaupt umsetzbar ist. Nachfolgend wird deshalb für die Hauptausbausegmente Windenergie an Land, Offshore-Wind und Photovoltaik analysiert, ob aus heutiger Sicht einerseits die geeigneten Anreize zur Umsetzung der Zielwerte vorliegen und andererseits keine offensichtlichen Einschränkungen gegeben sind, die den Ausbaufortschritt begrenzen.

Photovoltaik

130. Das im EEG 2021 enthaltene Ausbauziel für Photovoltaik sieht eine Verdoppelung der installierten Photovoltaik-Leistung von 49 GW Ende 2019 auf 100 GW im Jahr 2030 vor. Die dafür vorgesehenen Ausbaupfade führen zu einer Steigerung des jährlichen Zubaus zwischen knapp 4,6 GW und bis zu 5,6 GW (vgl. Tabelle 9). Die

[18] Die in der Stellungnahme zum Monitoring-Bericht 2017 (EWK, 2019) ausgewiesenen zielkonformen Leistungen für 2030 betragen 66 bis 86 GW für Windenergieanlagen an Land, 17 bis 20 GW für Windenergieanlagen auf See und 82 bis 98 GW für Photovoltaikanlagen.

ausschließlich für Photovoltaik-Freiflächenanlagen vorgesehenen jährlichen Ausschreibungsvolumina liegen zwischen 1.900 MW und 1.600 MW und damit in etwa auf dem Niveau des Photovoltaik-Ausschreibungsvolumens der Jahre 2019 und 2020 (vgl. Tabelle 10). Hinzu kommt ein potenzieller Zubau von Photovoltaik-Freiflächenanlagen in den Innovationsausschreibungen, deren Volumen im Jahr 2021 bei 500 MW liegt und jährlich bis zum Jahr 2028 um 50 MW auf schließlich 850 MW steigt. Lässt man Realisierungszeiträume außer Acht und geht zudem von einer vollständigen Realisierung aller bezuschlagten Anlagen aus, ergibt sich in den Einzeljahren damit ein notwendiger Zubau außerhalb der Ausschreibungen zwischen 1,9 GW und 2,4 GW (2021) bis 2,7 GW und 3,5 GW (2028). Dieser muss zum einen durch einen geförderten Zubau unterhalb der Ausschreibungsschwelle (sowohl Dach als auch Freifläche[19]) sowie durch einen Zubau außerhalb der EEG-Förderung (im Wesentlichen große Freiflächenanlagen) stattfinden.

Tabelle 9: PV-Zubaupfad, Ausschreibungsvolumina und Zubau außerhalb von Ausschreibungen gemäß EEG 2021

Jahr	Zubaupfad [MW]	Ausschreibungsvolumen [MW]			PV-Zubau außerhalb Ausschreibungen [MW]	
		PV-FFA	PV Dach	Innovation	min	max
2021	4.600	1.850	300	500	1.950	2.450
2022	4.800	1.600	300	550	2.350	2.900
2023	4.800	1.650	350	600	2.200	2.800
2024	4.800	1.650	350	650	2.150	2.800
2025	4.800	1.650	400	700	2.050	2.750
2026	5.300	1.550	400	750	2.600	3.350
2027	5.400	1.550	400	800	2.650	3.450
2028	5.500	1.550	400	850	2.700	3.550
2029	5.600	-	-	-	-	-

Quelle: Eigene Auswertung auf Basis von Bundesregierung (2020), Deutscher Bundestag (2020)

131. Für Photovoltaikanlagen ist ein jährlicher Bruttozubau von rund 5 GW erforderlich, um im Jahr 2030 eine installierte Leistung von 100 GW zu erreichen. Nach hohen Zubauraten von 7 bis 8 GW in den Jahren 2010 bis 2012 und dem aufgrund hoher Kosten politisch gewollten Absinken des Zubaus wurden einschließlich des Jahres 2019 keine Zubauraten oberhalb von 4 GW erreicht, teilweise wurden keine 2 GW installiert. In den vergangenen Jahren war ein stetiger Aufwärtstrend zu verzeichnen. Wie auch im achten Monitoring-Bericht richtig dargestellt, betrug der Zubau im Jahr 2019 rund 3,9 GW (BMWi, 2020a). In den Quartalen 1 bis 3 2020 lag er bei rund 3,5 GW (UBA, 2020a), was hochgerechnet auf das ganze Jahr den Zubau des Vorjahres übersteigen wird. Bei der Interpretation der Zubauzahlen 2019 und 2020 sind jedoch Sondereffekte zu berücksichtigen: So lag der Zubau im ersten Quartal 2019 aufgrund der im Energiesammelgesetz (EnSaG) vorgesehenen Sonderkürzung der Vergütung vergleichsweise hoch. Weiterhin waren im ersten Halbjahr 2020 Vorzieheffekte zu verzeichnen, da der so genannte 52 GW-Deckel zu greifen drohte, womit für Neuanlagen außerhalb der Ausschreibungen keine EEG-Förderung mehr möglich gewesen wäre. Entsprechend hoch war die Nachfrage nach Anlagen, um diese noch innerhalb des Förderregimes ans Netz zu bringen. Die Annahme eines gleichbleibend hohen Zubaus auf dem

[19] Der EEG-geförderte Freiflächenzubau außerhalb der Ausschreibungen wird jedoch weiterhin vom Ausschreibungsvolumen im Folgejahr abgezogen, sodass dieses Segment keinen über das Ausschreibungsvolumen hinausgehenden Zubau bewirkt.

Niveau der Jahre 2019/2020 erscheint daher nicht sachgerecht. Seit Januar 2019 lag die Degression in den meisten Monaten bei 1,4 %, in wenigen Monaten bei 1,0 % und zuletzt bei 1,8 %. Im Segment über 40 kW griff darüber hinaus die Sonderabsenkung des EnSaG. Damit sind die Vergütungssätze von Januar 2019 bis Januar 2021 für Anlagen außerhalb des Ausschreibungssegments zwischen 29 % und 36 % gesunken (Dachanlagen bis 40 kW bzw. Anlagen mit 750 kW; die Ermittlung der Vergütung für Dachanlagen erfolgt leistungsanteilig). Dieser deutlichen Absenkung in einer kurzen Zeitspanne stehen keine adäquaten Kostensenkungen gegenüber. Dies zeigt sehr deutlich, dass die bisherige Parametrierung des atmenden Deckels auf ein zu niedriges – und damit nicht mehr zielkonformes – Zubauniveau ausgelegt war[20]. Mit dem EEG 2021 wird der Zubaukorridor für die geförderten Anlagen außerhalb der Ausschreibungen gegenüber dem EnSaG von 1.700 bis 1.900 MW auf 2.100 bis 2.500 MW angehoben. Weiterhin wird die Basisdegression innerhalb dieses Zielkorridors von monatlich 0,5 % auf 0,4 % abgesenkt. Bei einer Unterschreitung wird die Degression nun deutlich schneller ausgesetzt (0 % Degression bei unter 2.100 MW, bisher unter 1.500 MW) bzw. einmalig zu Quartalsbeginn angehoben (unter 1.900 MW, bisher unter 1.100 MW). Diese Anpassung ist im Hinblick auf die Zielerreichung zu begrüßen. Sie führt nach den beschriebenen, innerhalb von zwei Jahren erfolgten, erheblichen Absenkungen der Vergütungssätze zu einer tendenziell geringeren Degression, womit die Investitionsanreize mittelfristig länger erhalten bleiben. Einschränkend hinsichtlich der Zielerreichung dürfte jedoch die neue Regelung für Dachanlagen ab 300 kW sein, nach der in diesem Segment die Wahlmöglichkeit besteht, entweder als Volleinspeiseanlage an den Ausschreibungen teilzunehmen (verpflichtend ab 750 kW, s. unten) oder als Eigenversorgungsanlage mit einer Vergütung für maximal 50 % der erzeugten Strommenge. Dies dürfte in der Praxis dazu führen, dass Anlagen entsprechend des Vergütungssystems optimiert und maximal so groß ausgelegt werden, dass mindestens 50 % des erzeugten Stroms selbst verbraucht werden können. Dies führt tendenziell zu einer unvollständigen Nutzung von vorhandenen Dachflächen und birgt die Gefahr von Lock-in Effekten, weil Anlagenerweiterungen zu einem späteren Zeitpunkt eher nicht getätigt werden.

132. Ein künftiges Hemmnis für den Dachanlagenzubau könnte mit der Verpflichtung zur Installation von intelligenten Messsystemen bei Anlagen unter 7 kW entstehen. Das EEG 2021 enthält hierzu in § 95 Abs. 2 eine Verordnungsermächtigung, die erstmals bis Ende Juni 2021 genutzt werden muss (vgl. hierzu Deutscher Bundestag (2020)). Der energiewirtschaftliche Nutzen von intelligenten Messsystemen bei Anlagen dieser Größenordnung wird als fragwürdig angesehen. Demgegenüber stehen nicht unerhebliche (z.T. laufende) Kosten, die durch die Anlagenbetreiber zu tragen sind und die Wirtschaftlichkeit der Anlagen verschlechtern und ggf. auch gefährden können. Aus diesem Grund sieht die Expertenkommission eine Ausweitung der Installationspflicht für intelligente Messsysteme bei Anlagen unter 7 kW augenblicklich kritisch. Sollte eine entsprechende Pflicht eingeführt werden, sollten die in der Verordnungsermächtigung vorgesehenen Preisobergrenzen so festgelegt werden, dass die Wirtschaftlichkeit der Anlagen nicht beeinträchtigt wird bzw. Mehrkosten über die finanzielle Förderung ausgeglichen werden und damit der Zubau in diesem Segment wirtschaftlich umsetzbar bleibt.

133. Die vorhandenen technischen Potenziale an Gebäuden und auf Freiflächen reichen grundsätzlich aus, um ein Vielfaches des benötigten Zubaus zu realisieren. In der Praxis bestehen jedoch Hemmnisse, die die Nutzung

[20] Im EEG 2017 war ein Bruttozubau (Ausschreibungssegment und ausschreibungsfreies Segment zusammen) von lediglich 2,5 GW pro Jahr vorgesehen, das entspricht ungefähr der Hälfte des Zubaupfads des EEG 2021.

der Photovoltaik-Potenziale[21] z.T. deutlich einschränken. Bei Dachanlagen liegen diese bspw. in der Akteursstruktur (hohe Komplexität für Einmalakteure, Eigentümergemeinschaften), der Eignung des Daches (Dachstatik, Alter) oder der oben beschriebenen Unterdimensionierung zur Erzielung eines höheren Selbstverbrauchsanteils, sodass Teile der vorhandenen Potenziale kurz- bis mittelfristig nicht erschließbar sind. Auch die Einführung der Ausschreibungen im Dachanlagensegment birgt die Gefahr, dass vorhandene Zubaupotenziale ungenutzt bleiben, die ohne Ausschreibungen gehoben werden könnten. Gegenüber den ursprünglichen Gesetzesentwürfen ist es nun positiv zu bewerten, dass zunächst im Segment über 750 kW (optional für Anlagen über 300 kW) erste Erfahrungen mit Ausschreibungen für Dachanlagen gesammelt werden. Dieses Segment lag seit 2017 praktisch brach, weil Dachanlagen über 750 kW mit Freiflächenanlagen konkurrieren mussten, aufgrund der höheren Kosten jedoch sehr geringe Zuschlagschancen haben. Neben den beschriebenen Herausforderungen sind allerdings auch gegenläufige Strömungen zu beobachten. So wurden erste große Photovoltaikanlagen vollständig ohne Inanspruchnahme der EEG-Förderung gebaut und es befinden sich weitere in Planung (vgl. dazu auch Ziffer 137). Aufgrund des Corona-Pandemie bedingten Einbruchs der Großhandelsstrompreise ist die weitere Entwicklung des förderfreien Marktsegmentes jedoch schwer einzuschätzen. Weiterhin ist unsicher, inwieweit die z.T. großen bis sehr großen Anlagen bei größerer Verbreitung Akzeptanzprobleme auslösen und in der Folge große, zusammenhängende Flächen im Rahmen der Bebauungspläne in der kommunalen Planungspraxis in größerem Umfang überhaupt für die Photovoltaiknutzung ausgewiesen werden.

134. Die vorgesehenen Ausschreibungsvolumina für PV-Freiflächenanlagen zusammen mit den Innovationsausschreibungen sowie der Zubau auf Freiflächen außerhalb der EEG-Förderung führen zu unterschiedlichen Herausforderungen hinsichtlich der Steuerung der Flächeninanspruchnahme mit dem Ziel, die insgesamt vergleichsweise hohe Akzeptanz für diesen Anlagentyp beizubehalten. Im Segment der Ausschreibungsanlagen ist im EEG eine Flächenkulisse bereitzustellen, mit der im Rahmen des (im EEG 2021 auf 5,9 ct/kWh abgesenkten) Höchstwertes eine kontinuierliche Projektentwicklung und damit ein weiterhin hohes Wettbewerbsniveau in den Ausschreibungen gewährleistet werden kann. Bis zum Jahr 2018 sind die Zuschlagswerte stark zurückgegangen[22]. Anschließend sind die Preise im Zuge der Sonderausschreibungen und den damit verbundenen höheren Ausschreibungsmengen (vgl. Tabelle 10) wieder leicht gestiegen. Ab 2020 haben sich die Preise leicht oberhalb 5 ct/kWh (vgl. Abbildung 10) eingependelt. Dass es trotz der starken Ausweitung des Ausschreibungsvolumens ab 2019, von einzelnen Ausnahmen abgesehen, nicht zu einem wesentlichen Anstieg der Zuschlagspreise gekommen ist, dürfte weitgehend auf die parallel erweiterte EEG-Flächenkulisse und die Aktivitäten der Bundesländer zurückzuführen sein. So wurden mit der Länderöffnungsklausel im EEG 2017 Anlagen auf Acker- und Grünland in benachteiligten Gebieten zugelassen. Von der Klausel machten 2017 zunächst Bayern (bis 2019 30 Anlagen pro Jahr) und Baden-Württemberg (100 MW pro Jahr) Gebrauch. Ende 2018 folgten Hessen (35 MW pro Jahr), Rheinland-Pfalz (50 MW pro Jahr) und das Saarland (100 MW bis Ende 2022). Die zusätzlichen Ausweitungen Bayerns ab 2019 auf 70 Anlagen pro Jahr sowie auf 200 Anlagen pro Jahr im Juli 2020 bewirken eine weitere erhebliche Vergrößerung des Flächenpotenzials und damit des potenziellen Angebots. Auch die im EEG-Entwurf vorgesehene Ausweitung der Randstreifen an Verkehrswegen auf 200 m sowie die Erhöhung der zulässigen Anlagengröße auf 20 MW sind aus Sicht der Expertenkommission zu befürworten, da sie Skaleneffekte erlauben,

[21] Neben den nachfolgend diskutierten Flächenpotenzialen auf Dächern und in der Freifläche bestehen grundsätzlich auch Potenziale an Gebäudefassaden. Dieser Anlagentyp spielt bisher jedoch eine sehr untergeordnete Rolle. Gründe sind neben Überschneidungen mit den Hemmnissen bei Dachanlagen die fehlende Wirtschaftlichkeit (u. a. durch geringere Einstrahlung in der vertikalen Ebene, tendenziell größere Verschattung, schlechte Standardisierbarkeit von Modulen aufgrund unterschiedlichster Fassadentypen)

[22] Zu dem Rückgang kam es trotz der leichten Erhöhung der Ausschreibungsvolumina in den Jahren 2017 und 2018 (vgl. Tabelle 10), sodass der Effekt des hohen Angebots und des daraus resultierenden Wettbewerbs den Effekt der leicht erhöhten Nachfrage deutlich überlagert hat.

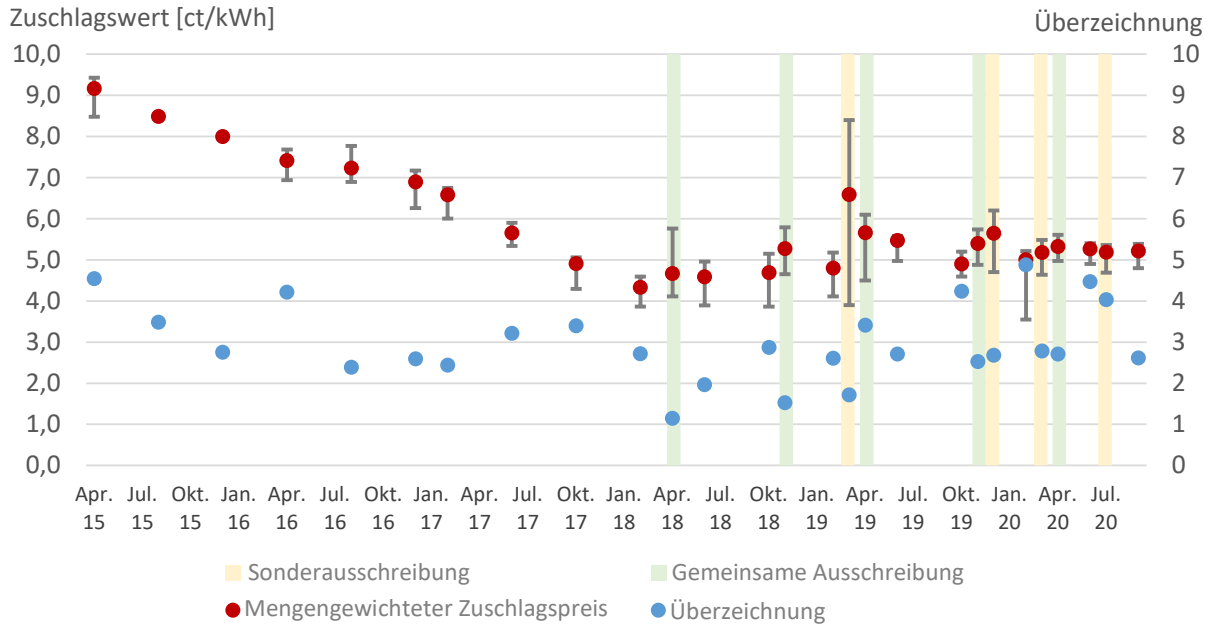
damit einem Anstieg der Zuschlagspreise (und potenziell sinkendem Wettbewerb) entgegenwirken und somit einen kosteneffizienten Ausbau von PV-Freiflächenanlagen begünstigen.

Tabelle 10: PV-Zuschlagsvolumen (inkl. gemeinsamer Ausschreibungen, Stand September 2020) in den Ausschreibungen seit 2015

Jahr	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
Bezuschlagte Leistung [GW]	0,5	0,4	0,6	1,0	2,0	1,9

* Zuschläge einschl. 09/2020 zuzüglich im Jahr 2020 noch ausstehende Ausschreibungen inkl. gemeinsamer Ausschreibung
Quelle: Eigene Auswertung auf Basis von BNetzA (2020a)

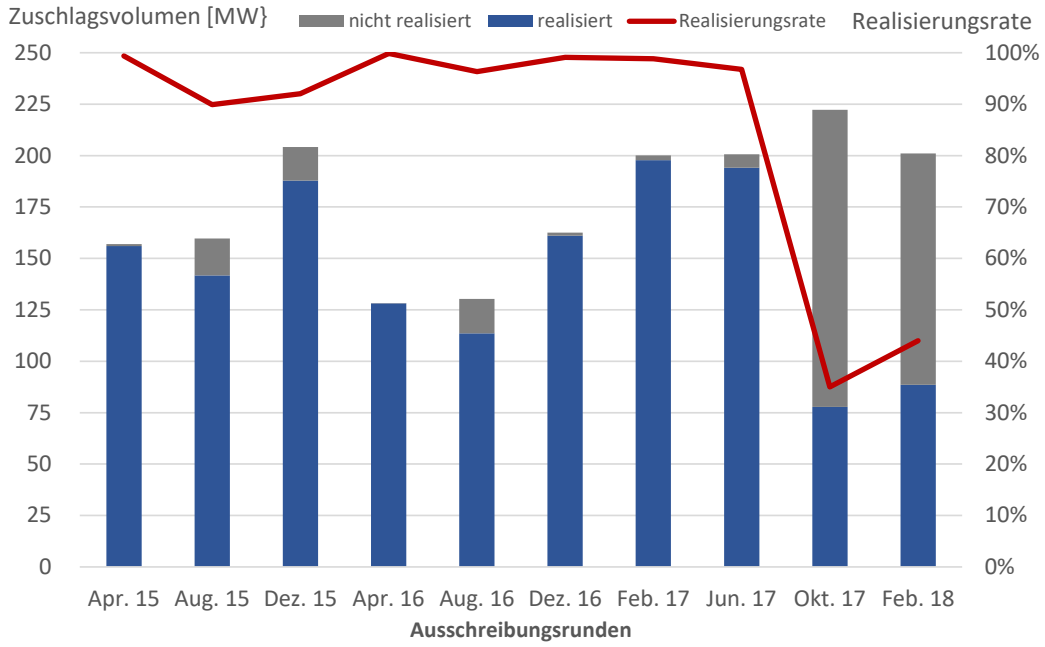
Abbildung 10: Entwicklung der Zuschlagswerte und der Überzeichnung in den Ausschreibungen für Photovoltaik



Quelle: Eigene Auswertung auf Basis von BNetzA (2020a)

135. Während die Realisierungsraten der PV-Ausschreibungsrunden bis Juni 2017 durchweg sehr hoch zwischen 90 % und 100 % lagen, betragen diese für die Ausschreibungsrunden vom Oktober 2017 und Februar 2018 lediglich 35 % bzw. 44 % (BNetzA/BKartA, 2020) (vgl. Abbildung 11). Zu dieser Zeit lag der Zuschlagswert erstmalig im Mittel bei unter 5 ct/kWh, was bis zur Ausschreibung im März 2019 anhielt (vgl. Abbildung 10) und einen Anreiz bot, in einer späteren Runde, bei zwischenzeitlich gestiegenem Zuschlagsniveau trotz bestehendem Zuschlag erneut zu bieten. Wie auch im achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung dargestellt, haben sich seit Juni 2019 die Zuschlagswerte für Solaranlagen bei knapp über 5 ct/kWh eingependelt, was deutlich unter dem zulässigen Höchstwert von 7,5 ct/kWh liegt.

Abbildung 11: Realisierungsraten und realisiertes Zuschlagsvolumen der PV-Ausschreibungsrunden bis Februar 2018



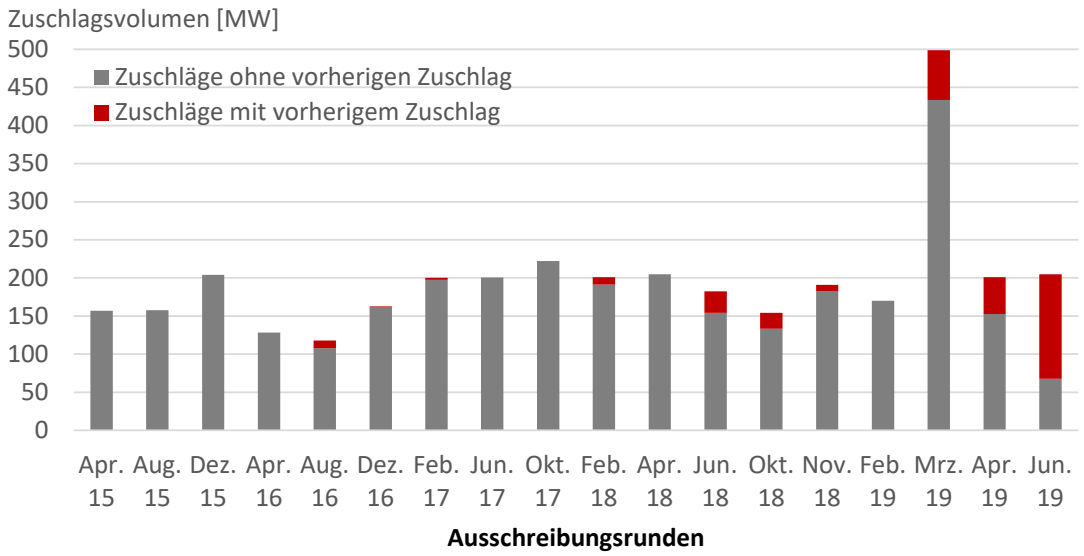
Quelle: Abbildung auf Bais von BNetzA/BKartA (2020), Navigant (2019)

136. Bei den im Oktober 2017 bezuschlagten und nicht realisierten Anlagen handelt es sich um zwei sehr große Anlagen[23], die in späteren Runden erneut bezuschlagt wurden (PV Magazine, 2019); rund 9 % aller Zuschläge der Ausschreibungen bis Juni 2019 waren bereits mit einem Gebot in vorherigen Ausschreibungen erfolgreich, dabei zeichnet sich eine steigende Tendenz ab (vgl. Abbildung 12) von weniger als 1 % im Jahr 2017, über 7 % im Jahr 2018 auf 23 %[24] im Jahr 2019 (unvollständig). Grundsätzlich besteht in den Ausschreibungen ein Anreiz, trotz erfolgreichen Gebots erneut zu bieten, wenn im Realisierungszeitraum der Anlagen ein steigendes Preisniveau auftritt und die Differenz zwischen der Erwartung an die Höhe des neuen Zuschlags zum bestehenden Zuschlag die Kosten für Nichtrealisierung und erneute Ausschreibungsteilnahme übersteigt (Navigant, 2019). Vor dem Hintergrund dieses Anreizes, der niedrigen Zuschlagswerte für im Jahr 2018 erfolgreiche Anlagen und solcher Doppelzuschläge besteht die Sorge, dass weitere Anlagenbetreiber von den wieder gestiegenen Zuschlagswerten profitieren möchten und mit ihren Anlagen erneut an Ausschreibungen teilnehmen, um anschließend ihre vorhergehenden Zuschläge zurückzuziehen. Dies könnte sich negativ auf die künftigen Realisierungsraten auswirken. Die nicht realisierten Mengen werden zwar zu einem späteren Zeitpunkt als zusätzliches Volumen in zukünftige Ausschreibungen gegeben, jedoch erst mit einer gewissen Verzögerung (PV Magazine, 2019). Gerade mit Blick auf die Einhaltung der Ausbauziele für die erneuerbare Stromerzeugung und das bereits erhebliche Zuschlagsdefizit bei der Windenergie an Land sind solche Diskrepanzen zwischen der ausgeschriebenen und bezuschlagten Kapazität und dem tatsächlich realisierten Zubau genau zu beobachten.

[23] Anlagenleistungen: 65 MW und 69 MW. Für Anlagen auf so genannten sonstigen baulichen Anlagen gilt die Größenbegrenzung des EEG 2017 von 10 MW nicht.

[24] Der Wert im Juni 2019 ist jedoch verzerrt aufgrund von Zuschlägen der beiden Anlagen aus Oktober 2017.

Abbildung 12: Zuschläge mit vorherigem Zuschlag in den PV-Ausschreibungen bis Juni 2019



Quelle: Abbildung auf Basis von Navigant (2019)

137. Um auch mittelfristig eine Flächenkulisse zu gewährleisten, die ein hohes Wettbewerbsniveau im Ausschreibungssystem erlaubt, sollten weitere Schritte zur Ausweitung zulässiger Flächen in Erwägung gezogen werden. Neben der Kosteneffizienz sind dabei auch ökologische Aspekte sowie die Akzeptanz der Anlagen in Erwägung zu ziehen. So kann das im Vergleich sehr große zulässige Volumen auf benachteiligten Flächen in Bayern zu einer räumlichen Konzentration von Anlagen führen und in der Folge zu Akzeptanzverlusten. Bereits vor der Ausweitung der zulässigen Anlagenanzahl auf 70 pro Jahr entfielen knapp ein Viertel aller Zuschläge in den Ausschreibungen auf Bayern (ZSW, 2019). Zusammen mit Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern und Sachsen-Anhalt entfielen 80 % der Zuschläge auf vier Bundesländer. Für Bayern ist davon auszugehen, dass sich der Anteil an den Zuschlägen weiter erhöht. Um einer starken räumlichen Konzentration und damit ggf. verbundenen Akzeptanzverlusten entgegenzuwirken sowie eine gleichmäßigere räumliche Verteilung zu bewirken, wäre eine bundesweite Öffnung von Flächen in benachteiligten Gebieten denkbar. Aus ökologischen Gründen könnte diese im Gegenzug auf Ackerflächen beschränkt werden, um sicherzustellen, dass kein Dauergrünland mit hoher Artenvielfalt verloren geht. Um ggf. Konflikte mit der Landwirtschaft zu verringern, wäre alternativ auch eine generelle Freigabe von Ackerflächen denkbar, jedoch beschränkt auf Flächen mit unterdurchschnittlichem Nutzwert für die Landwirtschaft bzw. geringer Bodenqualität.

138. Der Zubau von Freiflächenanlagen außerhalb der EEG-Förderung ist weder an die dort geltenden Flächenrestriktionen noch an Größenbegrenzungen gebunden[25]. Zwar ist der Anteil entsprechender Anlagen (vgl. auch Kapitel 5.5) am PV-Zubau noch vergleichsweise gering, allerdings ist auf Basis öffentlich angekündigter Vorhaben und Vertragsabschlüsse[26] künftig von einer erhöhten Zubaudynamik in diesem Segment auszugehen. Bei einem wesentlichen Teil der geplanten Anlagen handelt es sich um Großanlagen, deren Anlagenleistung deutlich über der bisherigen 10 MW- bzw. zukünftigen 20 MW-Grenze des EEG liegt. Beispiele hierfür sind die Anlagen in Weesow-Wilmersdorf (rd. 190 MW, Brandenburg) (EnBW, 2020a), Berg im Gau (110 MW, Bayern) (Anumar,

[25] Der Zubau der Anlagen erfolgt trotzdem nicht ungesteuert, da die Anlagen, abgesehen von Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen, einen Bebauungsplan benötigen. Die Entscheidung darüber liegt bei den jeweiligen Kommunen.

[26] Basierend auf eigenen Auswertungen von Pressemeldungen und Berichten sind derzeit Vorhaben im Umfang von über einem GW bekannt.

2020) und Marlow (85 MW, Mecklenburg-Vorpommern) (PV Magazine, 2020a). Der Bau noch größerer Anlagen ist durchaus denkbar und möglich. Durch die hierbei stattfindende technische Überprägung sehr großer Flächen und die damit einhergehende starke Veränderung des Landschaftsbildes ist davon auszugehen, dass die Akzeptanz solcher Anlagen in der Bevölkerung geringer ist, als dies bei den bisherigen Anlagendimensionen der Fall ist. Dies dürfte jedoch auch entscheidend davon abhängen, welche Qualität die genutzten Flächen aufweisen (bspw. hochwertiges Ackerland vs. geringwertiges Ackerland oder sonst nicht nutzbare Konversionsflächen oder Abbauflächen), wie hoch die regional bestehende Durchdringung mit Freiflächenanlagen ist und wie dicht besiedelt die jeweilige Region ist. Um einem Akzeptanzverlust und potenziell verstärkten Konflikten entgegenzuwirken, sollte vertieft untersucht werden, ob die Steuerungsmöglichkeiten auf kommunaler und regionalplanerischer Ebene ausreichen, um den Bau von Anlagen so zu dimensionieren und zu steuern, dass die Akzeptanz vor Ort gegeben ist. Eine weitere Möglichkeit zur Erhöhung der Akzeptanz ist die Schaffung von Beteiligungsmöglichkeiten für Standortkommunen. Im EEG 2021 ist hierzu eine Verordnungsermächtigung vorgesehen, die die Schaffung einer Regelung ermöglicht, durch die betroffene Gemeinden Zuwendungen von maximal 0,2 ct/kWh erhalten können. Die Expertenkommission befürwortet diese Verordnungsermächtigung und empfiehlt der Bundesregierung die zeitnahe Schaffung einer entsprechenden Verordnung. Dabei gilt es jedoch zu beachten, dass die in der analogen Regelung bei Wind an Land vorgesehene Verknüpfung mit einem Zuschlag in den Ausschreibungen bei PV-Freiflächenanlagen nicht den gesamten PV-Freiflächensektor betreffen würde, da zunehmend auch Anlagen außerhalb der finanziellen EEG-Förderung errichtet werden. Bei PV-Freiflächenanlagen ist dies jedoch das Segment in dem am ehesten Akzeptanzprobleme bestehen bzw. drohen. Eine künftige Verordnung sollte folglich soweit wie möglich Freiflächenanlagen mit und ohne finanzielle EEG-Förderung umfassen. Sollte eine entsprechende Regelung innerhalb der Verordnung nicht möglich sein, wird empfohlen an geeigneter Stelle eine vergleichbare Regelung für Anlagen ohne EEG-Förderung zu schaffen.

Wind offshore

139. Der achte Monitoring-Bericht verweist zurecht auf die Erhöhung des Ausbauziels für Offshore-Wind auf 20 GW bis zum Jahr 2030, das im Windenergie-auf-See-Gesetz verankert wurde, geht jedoch nicht auf die Hintergründe ein. Denn um die Voraussetzungen für die Umsetzung des Ziels von 20 GW installierter Offshore-Leistung bis 2030 zu schaffen, wurde im Mai 2020 zwischen dem Bund, den Küstenländern Hansestadt Bremen, Hansestadt Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und Schleswig-Holstein sowie den Übertragungsnetzbetreibern 50Hertz, Amprion und TenneT eine Offshore-Vereinbarung geschlossen (BMWi, 2020b). Das erhöhte Ausbauziel erfordert neben dem Bau der Anlagen das Ineinandergreifen und die Koordination zahlreicher komplexer Prozesse, angefangen von der Flächenausweisung, der Durchführung von Planungs- und Genehmigungsverfahren, dem Bau der erforderlichen Anbindungsleitungen bis hin zur rechtzeitigen Fertigstellung der HGÜ-Trassen für den Abtransport des Stroms in Richtung Süden. Da die Vergabe von Flächen und Netzanschlüssen im Offshore-Bereich zentral und nur im Ausschreibungssystem erfolgt, bestehen außerhalb der Ausschreibungen keine Möglichkeiten Anlagen zu errichten. Die weitere Ausgestaltung der Förderung hat einen hohen Einfluss auf die zukünftige Entwicklung des Offshore-Segments. Wie mehrere Nullgebote[27] in den Offshore-Ausschreibungen gezeigt haben, können und wollen die Akteure Marktpreisrisiken übernehmen. Hier sei darauf hingewiesen, dass die in den Offshore-Ausschreibungen abgegebenen und bezuschlagten Gebote auf anlegbare Werte von 0,00 ct/kWh lediglich einen Verzicht auf einen garantierten Erlös in der Höhe des anlegbaren

[27] Dies ist nicht gleichzusetzen damit, dass die Anlagen ohne Förderung gebaut werden. Die Bereitstellung des Netzanschlusses und die Vorentwicklung der Flächen von staatlicher Seite stellen eine indirekte Förderung dar.

Wertes darstellen. Da es den Akteuren in den Ausschreibungen aller Wahrscheinlichkeit nach weniger um die Sicherung eines Förderbetrags, als um die Allokation der begrenzten Anschlusskapazitäten und die Sicherung garantierter Anschlusstermine ging – in etlichen Clustern[28] gab es konkurrierende Projekte – und es sich bei den Akteuren im Offshore-Windsegment um finanzstarke Großkonzerne handelt, ist dieser Verzicht sehr nachvollziehbar. Denn auch wenn die seitens der Expertenkommission bereits in ihrer Stellungnahme aus dem Jahr 2018 angemahnte grundlegende Weiterentwicklung der Strommärkte zum Erreichen der Klimaschutzziele im Stromsektor mit marktlichen Instrumenten bislang nicht erfolgt ist, führen der gesetzlich verankerte, zeitlich vorgegebene Kohleausstieg, die steigenden Preise für CO_2-Zertifikate im ETS und die zu erwartenden weiteren Maßnahmen im Kontext einer möglichen Anhebung des Klimaschutzziels für 2030 auf europäischer Ebene zu einer höheren Kalkulierbarkeit der Erlössituation und damit zu einem tragbaren Risiko.

140. Nullgebote führen aber dazu, dass das zentrale Auswahlkriterium für die Erteilung von Zuschlägen fehlt und diese daher verlost werden müssen. Vor diesem Hintergrund wurde im Zuge der Novellierung des Windenergie-auf-See-Gesetzes eine zweite Gebotskomponente vorgeschlagen aber abgelehnt. Diese hätte die Zahlungsbereitschaft der Bieter im Falle eines Zuschlags offengelegt und damit ein eindeutiges preisbasiertes Differenzierungskriterium ermöglicht. Die Regelung wurde sehr kontrovers diskutiert. Von einigen Akteuren wurden statt einer zweiten Gebotskomponente Differenzverträge (CfD) favorisiert. Aus Sicht des Gesetzgebers war abzuwägen zwischen Kosteneffizienz (zweite Gebotskomponente) und Effektivität bei der Erreichung der Ausbauziele. Für eine ausführliche Diskussion dieser Thematik wird auf Kapitel 5.4 verwiesen. Letztlich hat sich der Gesetzgeber zunächst für den Verzicht auf die zweite Gebotskomponente und den Verzicht auf die Umstellung auf CfD entschieden und wird zukünftig das Los entscheiden lassen. Ob dies der Ausbauaktivität im Offshore-Segment zuträglich sein wird, ist fraglich. Dies ist auch mit Blick auf eine potenzielle Ausweitung der Zielsetzungen kritisch zu begleiten.

141. Im Rahmen der deutschen Ratspräsidentschaft wurde auch seitens der EU eine Offshore Renewable Energy Strategy entwickelt und am 18.11.2020 veröffentlicht (European Commission, 2020). Sie zielt darauf ab, dass sich die erneuerbaren „Offshore"-Energien – hierzu zählen neben der Windenergie auch Gezeiten- und Wellenenergie – langfristig zu einem wichtigen Stützpfeiler der europäischen Energieversorgung entwickeln. Dabei muss die Gesamtleistung aller Offshore-Windparks in den 27 EU-Staaten ohne Großbritannien von derzeit zwölf auf 300 Gigawatt (GW) steigen, damit das Ziel der Klimaneutralität bis 2050 erreicht werden kann. Als Zwischenziel für 2030 sieht die Kommission 60 GW Offshore-Windenergie vor. Neben der Aktivierung der erforderlichen finanziellen Mittel wäre mit der Umsetzung der vorgeschlagenen Offshore-Strategie eine grundlegende Änderung des regulatorischen Rahmens verbunden. So schlägt die Kommission ein Markt-Design für sogenannte Hybrid-Projekte vor. Im Kern geht es darum, die Offshore-Windparks nicht mehr über ein eigenes Kabel und nur an ein Land anzuschließen, sondern direkt an die grenzübergreifenden Stromleitungen (Interkonnektoren), die bislang ausschließlich dem internationalen Handel vorbehalten sind. Auf diese Weise ließen sich Transportkapazitäten sparen und die Gesamtkosten um bis 10 % senken. Bislang scheiterten mehrere Projekte wie Neuconnect Hybrid vor allem daran, dass die Interkonnektoren nach geltendem EU-Recht in erster Linie dem Handel vorbehalten werden sollen und zukünftig mindestens 70 % ihrer Kapazität für den Handel vorzuhalten sind (vgl. Kapitel 6). Das stellt für Hybrid-Projekte ein erhebliches Investitionshemmnis dar, weil das Risiko besteht, aufgrund des Handelsvorrangs nicht einspeisen zu können. Lösungen über Ausnahmen wie für „Kriegers Flak" – dem weltweit ersten Wind-Interkonnektor durch die Ostsee zwischen Deutschland und Schweden – sind zwar denkbar, aber

[28] Eine Übersicht der verschiedenen Cluster in Nord- und Ostsee mit den geplanten Anschlussleistungen und Projekten finden sich im Offshore-Netzentwicklungsplan 2025.

schon die Kommission stellt fest, dass Hybridprojekte nicht von Ausnahmeregelungen abhängig sein dürfen (Hanke, 2020b).

142. Desweiteren sieht die Kommission die Bildung von „Offshore Bidding Zones“ vor, die vergleichbar mit der einheitlichen deutschen Strompreiszone ausgestaltet sein sollen. In diesen Gebieten existieren per Definition keine (Netz)Engpässe, so dass nicht nur der Strom frei fließen, sondern sich auch ein Einheitspreis im Großhandel bilden kann. Das Management dieser Zonen würde durch regionale Koordinierungscenter (RCC) mehrerer nationaler Netzbetreiber und perspektivisch womöglich eines unabhängigen Netzbetreibers (ISO), etwa für die Nordsee, übernommen. Die Zonen könnten sich auch auf den küstennahen Onshore-Bereich erstrecken, bis zum nächsten Engpass im Landesinneren. Laut Hanke (2020b) wird die Offshore-Strategy von Experten unterschiedlich bewertet, adressiere aber zweifelsfrei die richtigen Handlungsfelder. Deutschland sollte in jedem Fall den Faden der Kommission aufnehmen.

Wind an Land

143. Die größten Herausforderungen bestehen aus heutiger Sicht beim Ausbau von Windenergieanlagen an Land. Wie im achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung dargestellt, brach der Zubau im Jahr 2019 auf rund 960 MW ein. Nach durchschnittlich 4,2 GW in den Jahren 2014 bis 2018 und einem neuen Rekordzubau in Höhe von 5,5 GW in 2017 (FA Wind, 2019a) ist der Markt damit deutlich abgekühlt. Darüber hinaus läuft in den kommenden 10 Jahren für mehr als 16.500 Anlagen mit einer Leistung von 23 GW die 20-jährige Vergütungsdauer aus (vgl. Kapitel 4.2). Das entspricht 43 % der zum Jahresende 2019 in Deutschland installierten Leistung von 53 GW. Wie viele der betroffenen Anlagen weiterbetrieben, stillgelegt oder durch leistungsfähigere Anlagen ersetzt werden, ist noch weitgehend unklar.

144. Um im Jahr 2030 eine installierte Leistung von 71 GW zu erreichen, wurde im EEG 2021 ein Bruttozubau von 34 GW, verteilt auf die Jahre 2020 bis 2029, angesetzt (vgl. Tabelle 11). Vor allem in der zweiten Hälfte des Jahrzehnts soll der Bruttozubau kräftig zulegen. Die Bundesregierung geht dabei implizit von einem Rückbau in der Größenordnung von 16 GW bis zum Jahr 2030 aus.

Tabelle 11: Erforderlicher Bruttozubau im Bereich Windenergie an Land von 2020 bis 2029 gemäß Deutscher Bundestag (2020)

Jahr	2020*	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Bruttozubau in GW	1,5	1,5	1,8	4,3	2,9	3,7	3,9	4,5	4,5	5,4

* BMWi-Annahme für Zubau im Jahr 2020

145. Wie im achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung erläutert, wird seit 2017 der Ausbau der Windenergie an Land durch Ausschreibungen gesteuert. Ausnahmen bestehen lediglich für Kleinanlagen mit einer Leistung bis einschließlich 750 kW sowie für das auf 125 MW pro Jahr beschränkte Segment der Pilotwindenergieanlagen. Der Wechsel auf das Ausschreibungssystem führte zu einem erheblichen Vorzieheffekt und war damit ein wesentlicher Treiber für den Rekordzubau in 2017. Förderfreie Anlagen spielen bislang keine Rolle. So

liegen die Stromgestehungskosten an windschwächeren Standorten nach wie vor deutlich über den derzeit erzielbaren Markterlösen. Und wo dies nicht der Fall ist, haben bislang höhere Erlöse im Fördersystem die Entstehung eines förderfreien Marktsegmentes verhindert[29].

146. Zur Stärkung des Ausbaus hat das Bundeswirtschaftsministerium im Oktober 2019 ein Aktionsprogramm (BMWi, 2019) aufgestellt, mit dem die Akzeptanz erhalten, mehr Rechtssicherheit bei der Regionalplanung geschaffen, Genehmigungen beschleunigt und der EE-Ausbau besser mit dem Netzausbau verzahnt werden sollen. Das 18 Punkte umfassende Maßnahmenbündel ist ein Spiegel der Probleme, vor denen die Windenergie-Branche derzeit steht. Die Expertenkommission begrüßt in diesem Kontext, dass Kommunen künftig stärker finanziell beteiligt werden können und sollen. Die Neuauflage der Länderöffnungsklausel für Mindestabstände[30] trägt dagegen nicht zur Akzeptanz bei (Hübner, 2015) und dürfte den weiteren Ausbau der Windenergie an Land eher erschweren, als erleichtern (UBA, 2019; Stede, 2019). Bisher lehnt die Mehrzahl der Bundesländer pauschale Regelungen ab. Zu den Ausnahmen zählen Nordrhein-Westfalen, Brandenburg und Sachsen (Hanke, 2020a). Zentral für die Wiederbelebung des Marktes ist die Beschleunigung der Genehmigungsverfahren und die Beseitigung von Hürden. Konflikte bestehen vor allem mit dem Natur- und Artenschutz sowie mit der Flugsicherung. Zudem haben sich Klagen und Widersprüche gegen Genehmigungen zu einem ernsten Problem für die Branche entwickelt (FA Wind, 2019b). Mit dem im November 2020 beschlossenen Investitionsbeschleunigungsgesetz sollen die aufschiebende Wirkung von Widerspruch und Anfechtungsklagen gegen die Zulassung von Windenergieanlagen an Land (mit einer Gesamthöhe von mehr als 50 Metern) entfallen. Damit sollen Genehmigungsverfahren beschleunigt werden. Mit dem Aktionsprogramm hat das BMWi die zentralen Aufgaben benannt, nun sind Bund und Länder gemeinsam gefragt, konkrete Maßnahmen umzusetzen.

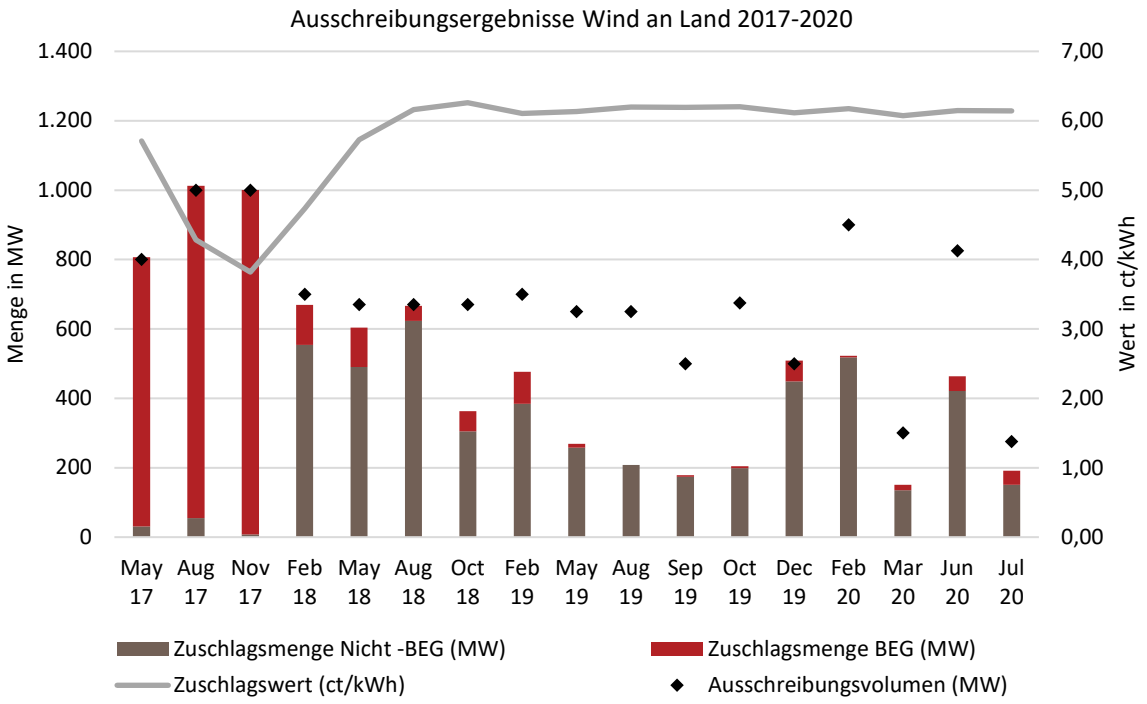
147. Im Gegensatz zu den Photovoltaik-Ausschreibungen bleiben die Ausschreibungen für Windenergie an Land weit hinter den gesteckten Zielen zurück. Dies liegt vor allem an der seit 2018 anhaltenden Unterzeichnung der Ausschreibungen. Von dem seit 2017 ausgeschriebenen Volumen in Höhe von 12,7 GW, konnte die Bundesnetzagentur bis Oktober 2020 lediglich 9,3 GW vergeben (BNetzA, 2020b). Dies ergibt ein Zuschlagsdefizit von 3,4 GW. Bedingt durch den fehlenden Wettbewerb haben sich die Zuschlagswerte seit 2018 nur knapp unterhalb des jeweils zulässigen Höchstwertes eingependelt. Dieser lag 2018 bei 6,3 ct/kWh und wurde für die Ausschreibungen der Jahre 2019 und 2020 auf 6,2 ct/kWh gesenkt. Für das Jahr 2021 ist eine weitere Absenkung auf 6,0 ct/kWh vorgesehen.

148. Die Unterzeichnung der Ausschreibungen ist eine unmittelbare Folge der schwierigen Genehmigungssituation. Mit 1.400 bis 1.900 MW lag das Genehmigungsvolumen in den Jahren 2017 bis 2019 deutlich unter dem angesetzten Ausbaukorridor (FA Wind, 2020a). 2020 zeichnet sich erstmals eine spürbare Erholung ab: Im ersten Halbjahr wurden 292 Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von 1.179 MW genehmigt (FA Wind, 2020a). Die Leistungsmenge hat sich damit gegenüber dem Vorjahreszeitraum mehr als verdoppelt (1. Halbjahr 2019: 198 WEA mit 741 MW).

[29] Im Gegensatz zur Photovoltaik, wo aufgrund der Begrenzung der Anlagenleistung auf 10 MW, bis zu der eine finanzielle Förderung nach dem EEG möglich ist, bereits erste Großanlagen ohne finanzielle EEG-Förderung gebaut wurden.

[30] Die Länder können durch Landesgesetzgebung bestimmen, dass Windenergieanlagen nur dann zulässig sind, wenn ein bestimmter Mindestabstand zur Wohnbebauung eingehalten wird.

Abbildung 13: Ausschreibungsergebnisse für Windenergie an Land in den Jahren 2017 bis 2020



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA (2020b)

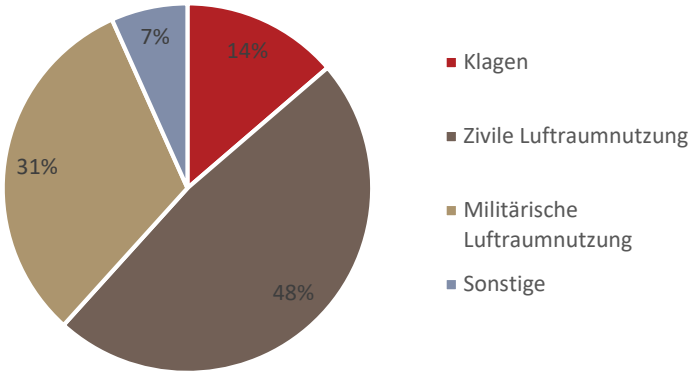
149. 2017 wurden mehr als 90 % der Förderzusagen an immissionsschutzrechtlich noch nicht genehmigte Windprojekte vergeben. Von diesen rund 2,8 GW wurden bis Ende September 2020 nur 241 MW genehmigt und in Betrieb genommen, was einer Realisierungsrate von 8,5 % entspricht (FA Wind, 2020b).

150. Für die 2017 noch ohne immissionsschutzrechtliche Genehmigung erfolgreichen Bürgerenergiegenossenschaften (BEG) besteht bei der derzeitigen Wettbewerbssituation der Anreiz, einen Zuschlag verfallen zu lassen, die Pönale zu bezahlen und zum aktuell geltenden Höchstwert von 6,2 ct/kWh neu zu bieten sowie die lange Inbetriebnahme-Frist von 54 Monaten auszureizen, um technischen Fortschritt und etwaige Kostensenkungen bestmöglich auszunutzen. Zudem beinhaltet eine fehlende Genehmigung ein hohes Risiko der Nichtgenehmigung, etwa aus Naturschutzgründen (Ausfallrisiko bei 30-50 %). Aus theoretischer Sicht gibt es zwar klare Argumente, die für eine Privilegierung der BEG sprechen. BEG, die naturgemäß über weniger Kapital und Know-how verfügen als professionelle Bieter, könnten ohne jede Form von Privilegien kaum konkurrieren.

151. Die Ausschreibungen des Jahres 2017 haben jedoch eine Abgrenzungsproblematik offenbart. So wurden viele der Bürgerenergiegesellschaften – unter Einhaltung der formalen Kriterien – von größeren Projektierern gegründet bzw. initiiert, z. B. um vom vereinfachten Auktionsverfahren der BEG zu profitieren (Sterr-Kölln, 2017). Seit der Einführung der Genehmigungspflicht für BEG-Projekte Anfang 2018 hat sich so der Anteil der an BEG vergebenen Kapazität von weit über 90 % in 2017 bei im Schnitt 10 % eingependelt (vgl. Abbildung 13), wobei vereinzelt auch höhere Anteile erreicht werden (BNetzA, 2020b). Die Akteursvielfalt in den Windausschreibungen ist zur Belebung des Wettbewerbs und der Verankerung von Aktivitäten in der Region durchaus wünschenswert und sollte anhand dieser Anteile beobachtet werden. Allerdings erscheint es fraglich, ob die Abgrenzungsproblematik mit Blick auf die regionale Verankerung und die Eigenschaften der Bieter in einer Auktion mit Privilegierung zufriedenstellend gelöst werden kann.

152. Aktuell sind mindestens 325 Anlagen mit mehr als 1 GW Leistung beklagt (FA Wind, 2020a). Artenschutz ist dabei der mit Abstand häufigste Klagegrund (72 %), gefolgt von Form- und Verfahrensfehlern (32 %) sowie Lärmschutz (17 %) (FA Wind, 2019b). Dies zeigt sich auch an der Klägerstruktur: an rund 60 % der anhängigen Klagen sind Umwelt- und Naturschutzverbände beteiligt, Bürgerinitiativen und Gemeinden machen nur 14 % bzw. 12 % aus (AEE, 2020). 4,8 GW sind zudem aufgrund ihrer Nähe zu Drehfunkfeuern der Flugnavigation geblockt, weitere 3,6 GW aufgrund verteidigungsspezifischer Luftraumrestriktionen (Tiefflug für Hubschrauber und Kampfjets, Radarüberwachung) (FA Wind, 2019b). Die Klagewelle liegt nicht im Auktionsdesign begründet, wird aber zum Problem, wenn der Wettbewerb dadurch nicht gegeben ist.

Abbildung 14: Ausbauhemmnisse für die Windenergie an Land



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von AEE (2020)

153. Um die Wettbewerbsintensität in den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land zu erhöhen, soll das Ausschreibungsvolumen künftig reduziert werden, wenn die im Marktstammdatenregister erfassten Genehmigungen eine Unterzeichnung erwarten lassen (vgl. § 28 Abs. 6 EEG 2021). Dabei soll das neue Ausschreibungsvolumen höchstens der Summe der Leistung der seit dem vorangegangenen Gebotstermin dem Register gemeldeten Genehmigungen und der Gebotsmenge der im vorangegangenen Gebotstermin nicht zugelassenen Gebote entsprechen. Die Expertenkommission steht dieser Regelung kritisch gegenüber, da damit Preissignale unterdrückt werden und die Zielerreichung durch die künstliche Verknappung der Nachfrage zusätzlich behindert wird. Im nachfolgenden Kapitel 5 werden Vorschläge zur Weiterentwicklung des Förderregimes für die erneuerbare Stromerzeugung entwickelt.

154. Mit Blick auf die große Zahl der ab 2021 aus der Förderung fallenden Anlagen mahnen die Verbände zurecht eine nationale Repoweringstrategie an (BWE, 2020). Insbesondere für jene Bestandsanlagen, die heute außerhalb von Vorranggebieten stehen, müssen zeitnah Optionen für ein Repowering eröffnet bzw. Ausweichflächen bereitgestellt werden. Betroffen sind immerhin rund zwei Drittel der bis 2025 aus der Förderung fallenden Anlagen. Mit ihrem Entschließungsantrag vom 15. Dezember 2020 haben die Fraktionen der CDU/CSU und SPD ihren Willen bekräftig, zeitnah weitere Schritte zur Ausgestaltung einer beschleunigten Planung und Genehmigung – insbesondere im Kontext des Repowering – anzugehen. So soll u. a. geprüft werden, ob das Repowering als Grundsatz der Raumordnung in das Raumordnungsgesetz aufgenommen werden kann. Ebenso soll geprüft werden, wie im Bauplanungsrecht Hemmnisse für das Repowering beseitigt und im Bundesimmissionsschutzgesetz weitere Verbesserungen geschaffen werden können.

155. Als einen wichtigen Schritt bewertet die Expertenkommission den im EEG 2021 angelegten Kooperationsmechanismus zwischen Bund und Ländern, in dessen Rahmen insbesondere eine regelmäßige, bundesweite Erfassung von Flächen für die Windenergie erfolgen soll. Das Umweltbundesamt hatte hierzu im Juni 2019 erstmals eine umfassende Untersuchung veröffentlicht (UBA; 2020b). Die Studie ging der Frage nach, ob die derzeitige Flächenkulisse für die Ausbaupläne der Bundesregierung bis 2030 ausreicht. Die Grundlage bildeten rechtskräftige sowie im Entwurf befindliche Regional- und Bauleitpläne aus ganz Deutschland mit Stand vom 31. Dezember 2017. Die zum Stichtag ausgewiesene bzw. in Ausweisung befindliche Fläche beläuft sich danach bundesweit auf 3.131 km² bzw. 0,9 % des Bundesgebietes. Davon entfallen 1.325 km² auf freie Flächen. Der übrige Teil ist bereits von Bestandsanlagen belegt. Unter Berücksichtigung des Rückbaus und der Umsetzung der im Entwurf befindlichen Pläne ließen sich der Studie zufolge auf den freien bzw. bis 2030 freiwerdenden Flächen Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von 55,4 GW installieren. Das sind 21,4 GW mehr als von der Bundesregierung vorgesehen. Anders als die Bundesregierung unterstellt die Studie jedoch einen sofortigen Rückbau der Bestandsanlagen nach einer Betriebszeit von 20 Jahren. Dadurch werden heute belegte Flächen früher frei. Im Gegenzug wächst jedoch der Bruttozubaubedarf. Ein erheblicher Teil der berücksichtigten Flächen dürfte zudem in der Praxis nicht nutzbar sein. Mögliche Gründe hierfür sind u. a. eine Belegung der Flächen durch den Zubau der Jahre 2018 und 2019, eine zu geringe Windhöffigkeit, eine nicht vollständige Umsetzung der im Entwurf befindlichen Pläne sowie eine weitere Einschränkung der Flächenkulisse durch die Umsetzung von Mindestabständen im Rahmen der Länderöffnungsklausel.[31]

Tabelle 12: Ausgewiesene und freie Flächen für die Windenergienutzung in den Bundesländern (Regional- und Bauleitplanung)

Bundesland	Landesfläche (km²)	Ausgewiesene Windfläche (km²)	Anteil an Landesfläche (%)	Freie Fläche Ende 2017 (km²)	Freier Anteil der Windfläche (%)
BB	29.654	552	1,9 %	201	36,4 %
BE	892	0	0,0 %	0	-
BW	35.751	214	0,6 %	139	64,8 %
BY	70.550	46	0,1 %	29	64,6 %
HB	420	4	1,0 %	1	18,7 %
HE	21.115	442	2,1 %	335	75,9 %
HH	755	2	0,2 %	0	4,2 %
MV	23.214	159	0,7 %	95	59,7 %
NI	47.593	388	0,8 %	112	28,9 %
NW	34.113	260	0,8 %	112	28,9 %
RP	19.854	344	1,7 %	180	52,2 %
SH	15.802	312	2,0 %	77	24,6 %
SL	2.569	52	2,0 %	28	52,8 %
SN	18.449	45	0,2 %	9	18,9 %
ST	20.452	219	1,1 %	25	37,5 %
TH	16.202	93	0,6 %	35	37,5 %
DEU	**357.385**	**3.131**	**0,9 %**	**1.325**	**42,3 %**

Quelle: Umweltbundesamt (2020b)

156. Besonders im Süden Deutschlands sind aktuell kaum Aktivitäten wahrnehmbar. Seit Einführung der Ausschreibungen 2017 gingen lediglich knapp 11 % der vergebenen Kapazitäten an Gebiete südlich der Mainlinie (d. h. nach Bayern, Baden-Württemberg, Saarland, Rheinland-Pfalz sowie südliche Gebiete in Hessen), während

[31] Für eine vollständige Übersicht der Einflussfaktoren wird auf Abbildung 1 der vom Umweltbundesamt veröffentlichten Studie (UBA; 2020b) verwiesen.

mit 32 % und mit 57 % mehr als die Hälfte aller Kapazitäten nach Mittel- und Norddeutschland gingen (FA Wind, 2018). Im Vergleich dazu war der Windkraftausbau in den Jahren 2010-2017 deutlich ausgewogener, wobei mindestens 20 % der neuen Kapazitäten an den Süden gingen (FA Wind, 2018). Zur Stärkung des bundesweiten Ausbaus wurde das Referenzertragsmodell (REM) – ein monetärer Ausgleichsmechanismus zur Kompensation geringerer Erträge an windarmen Standorten – im EEG 2021 ausgeweitet. Hierzu wurde ein zusätzlicher Korrekturfaktor für Standorte mit einem Referenzertrag von 60 % eingeführt. Der Differenzierungsbereich endete bisher bei 70 %. Ab dem Jahr 2022 profitieren Projekte in Süddeutschland zudem von der Einführung einer Südquote in den Ausschreibungen. In den Jahren 2022 und 2023 sind 15 % des Ausschreibungsvolumens eines Gebotstermins für Süd-Projekte reserviert. Ab 2024 erhöht sich der Anteil auf 20 %. Die Expertenkommission verweist hierzu auf die hemmende Wirkung der bestehenden Abstandsregelung in Bayern, die einer umfassenden Wiederbelebung des Windenergieausbaus in Süddeutschland entgegensteht.

157. Ferner weist die Expertenkommission darauf hin, dass das REM zusätzliche Kostenfaktoren wie z. B. Bodenverbesserung oder Geländebedingungen, die in Süddeutschland oft komplexer sind (Güsewell, 2016), nicht berücksichtigt. Ebenso werden bei der Standortwahl potenzielle Netzengpässe und die daraus resultierenden Kosten für Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen vernachlässigt. Gerade vor dem Hintergrund, dass in den letzten Jahren das Gros solcher Maßnahmen auf Windkraftanlagen ausgerichtet war (BNetzA/BKartA, 2020), sollten Netzausbau- und -bewirtschaftungskosten künftig stärker in die Standortentscheidung einfließen. So betragen die Gesamtkosten für Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen oft mehr als eine Milliarde Euro pro Jahr (1,2 Mrd Euro in 2019, 1,4 Mrd Euro in 2018, 1,5 Euro Mrd in 2017, vgl. (BNetzA, 2020c).

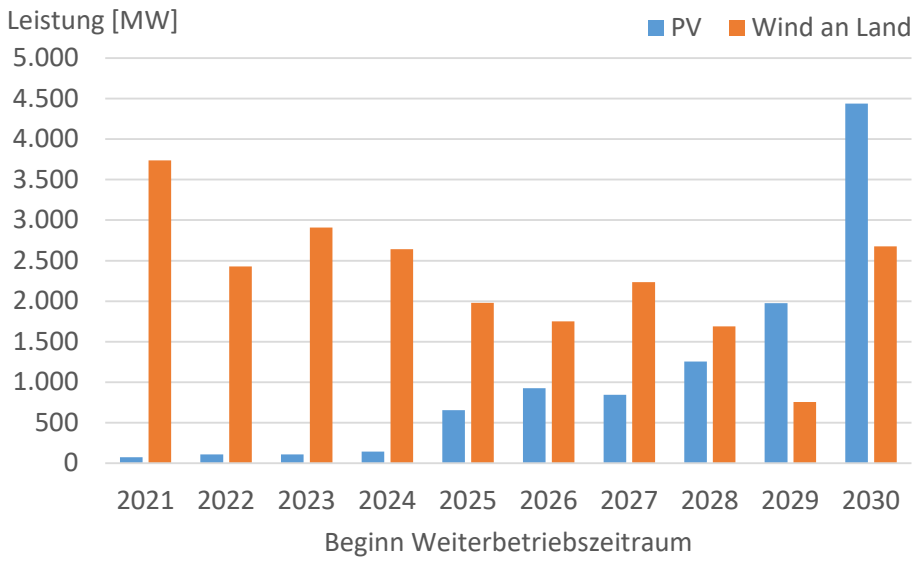
158. Vor dem Hintergrund der schwierigen Genehmigungssituation sowie der 10H-Regelung in Bayern bleibt offen, ob sich die Problematik der regionalen Steuerung des EE-Zubaus durch das im EEG 2021 angepasste REM sowie die Südquote löst. In verschiedenen jüngeren Veröffentlichungen und Gutachten (vgl. Benz, 2015; Grimm, 2017) wird zudem die systemische Optimalität eines vermehrt dezentralen, lastnahen Ausbaus von Erzeugungskapazitäten verdeutlicht. Insbesondere, weil eine größere Nähe zu den Hauptnachfragezentren die voraussichtliche Überlastung der Netze und letztlich die Notwendigkeit des Ausbaus der Übertragungsleitungen erheblich verringern kann. Insbesondere erneuerbare Energien sind sehr gut für dezentrale Erzeugung und intelligente Netze geeignet (Ackermann, 2001; Amado, 2017). Vor diesem Hintergrund scheint eine Anpassung der geltenden Ausschreibungsregeln nötig, um eine verbesserte regionale Auflösung des Zubaus an Windenergieanlagen zu erreichen (vgl. Kapitel 5).

4.2 Weiterbetrieb von Post-EEG-Anlagen

159. Mit Beginn des Jahres 2021 endet zum ersten Mal für EEG-Anlagen die 20-jährige Förderdauer[32]. Mit dem Ende der Förderung ist bei den meisten Anlagen jedoch noch nicht das Ende der technischen Lebensdauer erreicht, sodass ein Weiterbetrieb und damit ein weiterer Beitrag zum Erreichen der Klimaziele möglich ist. Bei Photovoltaik ist hiervon zunächst ein vergleichsweise geringer Anlagenumfang betroffen (im Jahr 2021 rund 70 MW bzw. gut 18.000 Anlagen) der ab dem Jahr 2025 zunimmt und im Jahr 2030 ein Volumen von fast 4.500 MW erreicht (vgl. Abbildung 15). In Summe endet bei der Photovoltaik bis zum Jahr 2030 für rund 10,5 GW die Förderung. Bei Wind an Land ist der betroffene Anlagenbestand von Beginn an (knapp 3.800 MW bzw. gut 4.900 Anlagen im Jahr 2021) und insgesamt deutlich größer mit knapp 23 GW bis zum Jahr 2030.

[32] Anlagen die vor dem Jahr 2000 in Betrieb gegangen sind wurde mit Inkrafttreten des EEG im Jahr 2000 ebenfalls eine 20-jährige Förderung gewährt.

Abbildung 15: Umfang der ausgeförderten Anlagenleistung bis zum Jahr 2030



Quelle: Eigene Auswertung auf Basis von EEG-Stammdaten 2018

160. Dem technisch möglichen Weiterbetrieb der Anlagen stehen bislang jedoch wirtschaftliche sowie z.T. regulatorische Hindernisse im Weg. So war man in der Windbranche aufgrund der in den vergangenen Jahren angestiegenen Stromgroßhandelspreise zuversichtlich, den Weiterbetrieb alleine aus Markterlösen finanzieren zu können. Durch die im Zuge der Corona-Pandemie stark gefallenen Großhandelspreise wurden jedoch Marktpreisrisiken bewusster und die Erwartungen an die künftigen Strommarkterlöse wurden gedämpft. Dies ließ Zweifel aufkommen, ob die Weiterbetriebskosten gedeckt werden können, und Forderungen nach einer Anschlussförderung lauter werden (z. B. Naturstrom, 2020; Bundesrat, 2020). Der Weiterbetrieb von Altanlagen an Standorten an denen kein Repowering möglich ist, ist vor dem Hintergrund der derzeit bestehenden Zubauhemmnisse bei der Windenergie insbesondere relevant, um in den kommenden Jahren einen Rückgang der installierten Leistung von Windenergieanlagen zu verhindern.

161. Der Gesetzgeber hat schließlich eine spezielle Anschlussregelung für ausgeförderte Windenergieanlagen an Land im EEG 2021 verankert. Danach soll die Bundesnetzagentur befristet für zwei Jahre Ausschreibungen durchführen, in denen Betreiber von Altanlagen um einen Anspruch auf Einspeisevergütung für die Jahre 2021 und 2022 konkurrieren. Die Ausgestaltung der Ausschreibungen ist im Rahmen einer Verordnung weiter zu präzisieren. § 95 Nr. 3a EEG 2021 gibt hierzu den Rahmen vor. U. a. soll der Höchstwert, der sich auf den anzulegenden Wert bezieht, zwischen 3,0 und 3,8 ct/kWh liegen. Im Jahr 2021 können Anlagenbetreiber, deren bisheriger Zahlungsanspruch zum 31. Dezember 2020 ausgelaufen ist, ersatzweise einen Zahlungsanspruch in Höhe des jeweiligen Monatsmarktwertes für Windenergieanlagen an Land zuzüglich eines Aufschlags geltend machen. Der Aufschlag beträgt in der Zeit vom 1. Januar bis zum 30. Juni 2021 1,0 ct/kWh, vom 1. Juli bis 30. September 2021 0,5 ct/kWh und vom 1. Oktober bis 31. Dezember 2021 0,25 ct/kWh. Die Expertenkommission kann vor diesem Hintergrund nachvollziehen, dass die Bundesregierung die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen temporär unterstützt, betont jedoch gleichzeitig, dass es keiner expliziten Anschlussförderung bedurft hätte, wenn die Bundesregierung alternativ dazu die Strompreise über die Festlegung eines nationalen CO_2-Mindestpreises für die dem EU ETS unterliegenden Wirtschaftszweige stabilisieren würde. Mittelfristig werden die europäischen Klimaziele und der national geplante Ausstieg aus der Kohleverstromung das Marktumfeld für Weiterbetriebsanlagen verbessern. Mit den geplanten Ausschreibungen

verfolgt die Bundesregierung zudem einen relativ komplexen Ansatz, dessen Details erst noch zu klären sind, und der aus diesem Grund nur bedingt Planungssicherheit schafft. Ferner stellt die Expertenkommission die Zielgenauigkeit der für 2021 temporär gewährten Vergütung in Form eines Aufschlags auf den Monatsmarktwert in Frage. So unterliegt die Höhe des Monatsmarktwertes nicht zuletzt in Folge der andauernden Pandemie erheblichen Unsicherheiten. Entsprechend droht der Mechanismus entweder Mitnahmeeffekte zu generieren oder – für den Fall eines erneuten Preissturzes im Großhandelsmarkt – wirkungslos zu bleiben. Die Situation beim Weiterbetrieb von Photovoltaikanlagen stellte sich, ausgehend von den bis Ende 2020 geltenden rechtlichen Regelungen, insofern als schwierig dar, als es sich in den Jahren bis 2025 überwiegend um Klein- und Kleinstanlagen handelt (vgl. Metzger, 2020). Zwar dürften die reinen Kosten des Weiterbetriebs durch den Marktwert sowie insbesondere bei der Umrüstung der Anlagen auf Eigenversorgung refinanzierbar sein, jedoch brachte die bislang bestehende Pflicht nach Förderende eine Stromeinspeisung nur im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung vornehmen zu können, hemmende Effekte mit sich. Die Pflicht zur Direktvermarktung hätte zu weiteren Kosten geführt, die sich durch die geringen Strommengen bei Kleinanlagen vergleichsweise stark auswirken. Hinzu kommt der starke Anreiz zur Eigenversorgung, wodurch die eingespeisten Strommengen weiter verringert werden und die spezifischen, auf die eingespeiste Strommenge zu beziehenden Kosten der Direktvermarktung zusätzlich steigen, so dass die Stromeinspeisung in vielen Fällen unwirtschaftlich geworden wäre. Für Anlagenbetreiber hätte somit ein Anreiz bestanden, nicht selbst verbrauchten Strom abzuregeln.

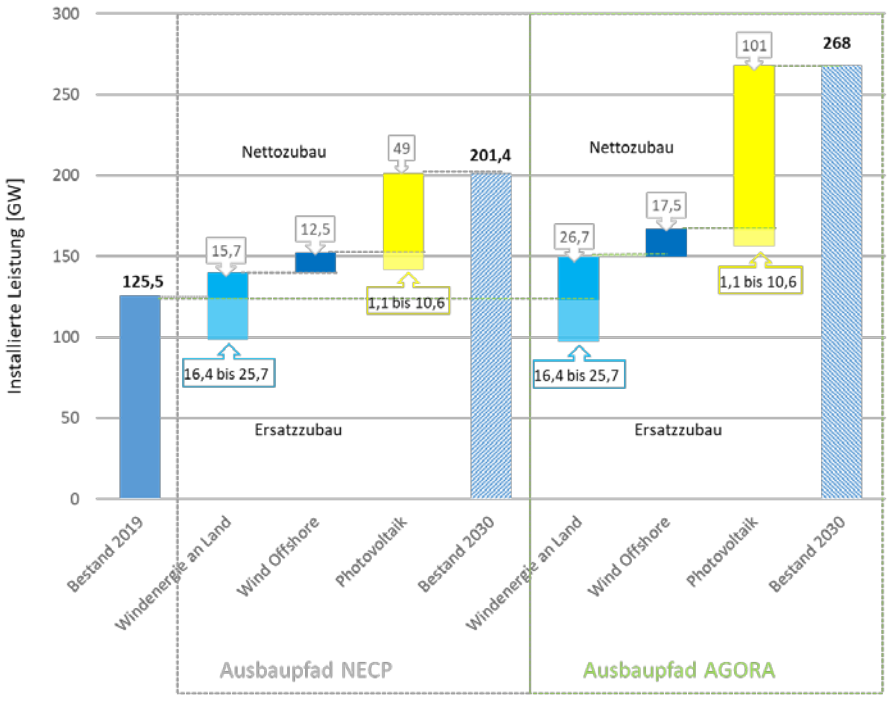
162. Die im EEG 2021 (Deutscher Bundestag, 2020) vorgesehenen Regelungen für den Weiterbetrieb von Anlagen beheben die angesprochenen Schwierigkeiten. So wird die Pflicht zur aktiven Meldung in die sonstige Direktvermarktung dadurch ersetzt, dass eine Form der Einspeisevergütung für ausgeförderte Anlagen geschaffen wird und die Anlagen dieser automatisch zugeordnet werden, sofern der Anlagenbetreiber nicht anderweitig aktiv wird. Die Vergütung erfolgt in Höhe des Jahresmarktwertes, von dem ab dem Jahr 2022 die von den Übertragungsnetzbetreibern zu veröffentlichenden Vermarktungskosten des Stroms abgezogen werden. Im Jahr 2021 erfolgt übergangsweise ein Abzug von 0,4 ct/kWh. Der Abzug halbiert sich jeweils bei Installation eines intelligenten Messsystems. Positiv auf die Weiterbetriebsmöglichkeiten der Anlagenbetreiber wirkt sich zudem aus, dass die Befristung der Umlagebefreiung für selbst verbrauchten Strom auf die ursprüngliche Förderdauer gestrichen wurde. Mit der neuen Regelung ist selbst verbrauchter Strom aus Anlagen bis 30 kW bzw. 30 MWh/a (vorher 10 kW / 10 MWh) auch nach Förderende von der EEG-Umlage befreit. Bei Anlagen die auf Eigenversorgung umgerüstet werden, verbessert sich somit die Wirtschaftlichkeit im Weiterbetriebszeitraum.

4.3 Perspektiven 2030 im Lichte eines ambitionierteren Klimaschutzziels auf europäischer Ebene

163. Wie in Kapitel 2 ausgeführt, werden durch ambitioniertere Klimaschutzziele auf europäischer Ebene auch in Deutschland deutlich ambitioniertere Ausbaupfade für die erneuerbare Stromerzeugung erforderlich. Dies wurde im Zuge der EEG-Novelle auch im Rahmen einer Entschließung des Deutschen Bundestags anerkannt. Die Bundesregierung wird damit aufgefordert, „im ersten Quartal 2021 einen weitergehenden Ausbaupfad der Erneuerbaren Energien zu definieren, der die Kompatibilität mit dem neuen Europäischen Klimaziel 2030 und den erwarteten Europäischen Zielen zum Ausbau der Erneuerbaren sowie mit dem Ziel der Klimaneutralität in Europa in 2050 gewährleistet.“ Die Ausbauziele für die Windenergie an Land sowie die Photovoltaik bis 2030 sowie die entsprechenden Jahresziele müssen demnach gegenüber den Ausbaupfaden im EEG angehoben werden. Nachfolgend werden entsprechende Größenordnungen diskutiert und die damit einhergehenden Herausforderungen.

164. In den Bereichen Windenergie an Land, Offshore-Windenergie und Photovoltaik werden dabei in einigen Studien deutlich höhere Ausbauziele formuliert, als bislang in NECP und EEG 2021 antizipiert. Stellt man beispielsweise die beiden Ausbaupfade nach NECP und aus der Studie „Klimaneutrales Deutschland“ (Agora Energiewende, 2020b) gegenüber, ergibt sich das in Abbildung 16 dargestellte Bild.

Abbildung 16: Vergleich der Ausbaupfade der erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten im NECP und Agora Energiewende (2020b)



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis des NECP und Agora Energiewende (2020b)

165. Mit der in Agora Energiewende (2020b) angestrebten Erzeugungskapazität von 268 GW soll die Nettostromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf insgesamt 435 TWh steigen. Dies entspricht einem Anteil am Bruttostromverbrauch von 69 %, wobei ein Anstieg des Stromverbrauchs auf 630 TWh angenommen wird. In Agora Energiewende (2020b) wird die Zielsetzung von 65 % somit deutlich übertroffen, obwohl eine Stromverbrauchssteigerung unterstellt wurde. Für das Erreichen des 65 %-Ziels (mit Stromverbrauchssteigerung) könnte demnach auch ein geringerer Ausbau ausreichen. Da Agora Energiewende (2020b) ein in sich konsistentes Szenario für den Beitrag Deutschlands zu einem europäischen Klimaschutzziel von -55 % bis 2030 aufzeigt, sollen diese Werte hier als oberes Ende einer möglichen Ausbaubandbreite verstanden werden. Gerade, weil bereits für das Erreichen des 65 %-Ziels (ohne Stromverbrauchsanstieg) wie in den vorhergehenden Abschnitten erläutert teilweise erhebliche Herausforderungen bestehen, soll im Folgenden kurz beleuchtet werden, ob ein derartiger Anstieg unter den heute bekannten Rahmenbedingungen möglich erscheint.

166. So geht die Studie „Klimaneutrales Deutschland“ (Agora Energiewende, 2020b) im Bereich der Photovoltaik von einem Zielwert von 150 GW installierter Leistung im Jahr 2030 aus, was einer Verdreifachung der bislang installierten Leistung entspricht. Damit wäre bis zum Jahr 2030 ein jährlicher Bruttozubau von rund 10 GW erforderlich. Jahreszubauraten in dieser Größenordnung wurden in Deutschland bislang nicht erreicht. Selbst das Zubauniveau der bisherigen Rekordjahre 2010 bis 2012 von 7 bis 8 GW, würde nicht ausreichen, um bis zum Jahr 2030 eine Verdreifachung der Kapazität zu erreichen. Es sei darauf hingewiesen, dass dieses Zubauniveau nur

aufgrund erheblicher ökonomischer Anreize („Überförderung“) bei gleichzeitig durch die Finanzkrise bedingt hohen Verfügbarkeiten von Handwerkerkapazitäten erreicht werden konnte. Wie könnten also die genannten Zuwachsraten realisiert werden?

167. Da eine Ausweitung der direkten monetären Förderung nicht zuletzt aufgrund des EU-Beihilferechts ausscheidet, sollen im Folgenden mögliche zusätzliche Ansatzpunkte diskutiert werden. Im Freiflächensegment sind aufgrund der Projektgrößen höhere Zubauvolumina leichter zu mobilisieren. In der Vergangenheit wurden in der Spitze jährlich rd. 2,4 GW (2011) bzw. 3,0 GW (2012) installiert (Kelm, 2019). Das EEG 2021 sieht jährliche Ausschreibungsvolumina von maximal 1,9 GW vor, hinzu kommen Anlagen, die ohne finanzielle Förderung außerhalb des EEG errichtet werden (vgl. Kapitel 5.5). Diese Anlagen bewegen sich oft im oberen zweistelligen MW-Bereich und sind vereinzelt noch größer dimensioniert und unterliegen der Steuerung durch die Raumplanung auf regionaler bzw. kommunaler Ebene. Sie können aufgrund ihrer Größe und dem resultierenden Einfluss auf das Landschaftsbild neue Konfliktpotenziale bergen. Im Freiflächensegment werden vereinzelt auch neue Anlagenkonzepte errichtet, die sich im aktuellen Förderrahmen nicht in der Breite durchsetzen dürften, wie Agrar-Photovoltaikanlagen die die Solarstromerzeugung mit der landwirtschaftlichen Nutzung der Fläche kombinieren. Zum anderen ist dies das Segment der so genannten „Floating-PV“, also schwimmenden PV-Anlagen auf künstlichen Gewässern. Diese Segmente könnten mittelfristig auch einen größeren Beitrag leisten, wenn der entsprechende Rahmen geschaffen würde.

168. Im Dachanlagensegment, in dem häufig kleinere Akteure tätig sind, die nur ein einziges Projekt realisieren und betreiben wollen, stellt die weiterhin stark zunehmende Komplexität und Regelungsdichte ein erhebliches Hemmnis dar (Bergner, 2020). Dies betrifft insbesondere die Regelungen zur Eigenversorgung und zur Belieferung Dritter mit Photovoltaik-Strom. Während im Rahmen der Eigenversorgung lediglich 40 % der EEG-Umlage auf selbst verbrauchten Strom fällig werden (Ausnahmen bestehen im EEG 2017 nur für Anlagen bis 10 kW bzw. bis 10 MWh pro Jahr; mit dem EEG 2021 wird die Grenze auf 30 kW und maximal 30 MWh/a angehoben), fallen bei der Lieferung an Dritte 100 % EEG-Umlage an. Dies schließt auch die aufwändige Abgrenzung von Drittverbrauchern ein (vgl. den 85-seitigen Leitfaden der Bundesnetzagentur zum Messen und Schätzen bei EEG-Umlagepflichten). Im Zusammenhang mit der Eigenversorgung ist weiterhin zu beobachten, dass häufig eine Optimierung der Anlage dahingehend erfolgt, dass der Anteil der Einspeisung möglichst gering und der Anteil der Eigennutzung möglichst hoch ist. Dies führt zu einer Unterdimensionierung und der nicht vollständigen Ausnutzung von Dachflächenpotenzialen.

169. In den ersten Bundesländern (Hamburg und Baden-Württemberg) wurde eine PV-Pflicht für Neubauten beschlossen (Baden-Württemberg: nur Nichtwohngebäude und Parkplätze) oder angekündigt (Schleswig-Holstein). Damit erhoffen sich die Länder einen stärkeren Ausbau der Photovoltaik. Denkbar wäre, eine bundesweite PV-Pflicht analog zu den Regelungen im Wärmebereich (Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz), einzuführen.

170. Im Bereich der Offshore-Windenergie werden laut der Studie „Klimaneutrales Deutschland“ (Agora Energiewende, 2020b) Ausbausteigerungen um bis 5 GW ausgehend vom aktuell im EEG vorgesehenen Zielwert von 20 GW für 2030 antizipiert. Schon das Erreichen des bisherigen Ziels für 2030 setzt eine deutliche Beschleunigung der Raumplanung für den Offshore-Windenergieeinsatz voraus (Deutsch, 2020) und gilt somit einmal mehr bei einer Zielausweitung. Da bis 2050 allein in den deutschen Teilen der Nordsee Potenziale von 50 bis 70 GW mit einer Erzeugung von 200 bis 280 TWh/a für erschließbar gehalten werden, erscheint eine Erhöhung der Zielsetzung für 2030 nicht ausgeschlossen. Bei der Planung sind jedoch weitere Aspekte wie die gegenseitige Beeinflussung von Offshore-Windparks bezüglich der Windanströmung zu beachten, um nicht deutliche Effizienzverluste und rückläufige Volllaststundenzahlen – Modellrechnungen zeigen potenzielle Rückgänge von 4.000 auf bis zu 3.000 Volllaststunden – hinnehmen zu müssen. Deshalb ist gerade in diesem Kontext eine länderübergreifende Kooperation erfolgsentscheidend. Aus deutscher Sicht betrifft sie mindestens die Nord- und

Ostsee-Anrainerstaaten, die über eine intensive Zusammenarbeit die Winderträge und Volllaststunden ihrer Offshore-Windparks maximieren sollten.

171. Für die Windenergie an Land werden aufgrund der oben geschilderten Situation bis 2030 kaum zusätzlich erschließbare Potenziale gesehen, so dass es fraglich erscheint, ob diese ambitionierteren Zielsetzungen allein im nationalen Kontext erreicht werden können. Die Expertenkommission spricht sich an dieser Stelle deutlich für das Ergreifen weiterer Maßnahmen aus, die das Erreichen der Ziele auf nationaler Ebene unterstützen, plädiert aber ergänzend hierzu auch für eine stärkere europäische Kooperation.

172. Denn um robuste Wege zur Zielerreichung zu eröffnen, bedarf es neben den laufenden Aktivitäten auf den nationalen Ebenen verstärkt der Nutzung weiterer Optionen. Hierzu gilt es gemeinsam mit den europäischen Partnern Optionen zu schaffen, die es Regionen mit besonders günstigen Bedingungen und/oder vergleichsweise wenig Vorbehalten gegenüber Windenergie- und Photovoltaikfreiflächenanlagen ermöglichen, von einem wesentlich stärkeren Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung zu profitieren. Hierfür bedarf es einer Weiterentwicklung des bestehenden Regelwerks: Finanzierungsmechanismen, Fördermechanismen und insbesondere die Anrechenbarkeit in den jeweiligen Mitgliedsstaaten sind zu klären. So sind beispielsweise grenzüberschreitende Ausschreibungen für die Förderung von erneuerbarem Strom bislang nur mit Ländern möglich, mit deren Stromnetz eine unmittelbare Verknüpfung besteht. Dies wirkt kontraproduktiv, auch weil keine Anrechnung auf den erneuerbaren Stromanteil desjenigen Landes erfolgt, das die Kosten der Förderung trägt.

173. Eine Einbeziehung internationaler Ausbauoptionen darf dabei keinesfalls die Ambitionen des inländischen Ausbaus schwächen. Die Entwicklung von Fördermechanismen wie kombinatorischen Auktionsmechanismen auf europäischer Ebene – sofern der CO_2-Preis im ETS nicht die notwendigen Anreize schafft – können den Ausbau der erneuerbaren Energien gemäß des Green Deal beschleunigen helfen. Aktuell trägt die Vielzahl der unterschiedlichen Förderinstrumente innerhalb der Mitgliedsstaaten zwar deren Diversität Rechnung, erscheint aber für die avisierte hohe Ausbaudynamik in ganz Europa eher hinderlich. Daher sollten, zumindest für den durch den Green Deal erforderlichen zusätzlichen Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung, gemeinsame Fördermechanismen in Betracht gezogen werden, die die europaweiten Erfahrungen beispielsweise mit Contracts for Difference sowie grenzüberschreitenden und technologieneutralen Ausschreibungen berücksichtigen. Kombinatorische Auktionsmechanismen (vgl. unten) könnten eine attraktive Möglichkeit sein, verschiedene regionale Ausbauziele und Rahmenbedingungen bei gleichzeitigem Wettbewerb zwischen Regionen zu erreichen. Wichtig sind in diesem Kontext auch die Transparenz der Regelungen, möglichst einheitliche Regelungen bezüglich der Flächenkulissen, mögliche (finanzielle) Teilhabemöglichkeiten für die betroffene Bevölkerung vor Ort und die Aktivierung gemeinsamer gesellschaftlicher Werte für den Green Deal. Durch den Ausbau und die Nutzung erneuerbarer Energien ergeben sich zugleich zusätzliche Wertschöpfungspotenziale in den einzelnen Mitgliedsstaaten. Gerade im Zuge der Corona-Krise erscheint ein beschleunigter Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung als „No-Regret“-Strategie. Sowohl Anlagenhersteller als auch deren Zulieferer erhalten eine planbare Zukunftsperspektive, Lieferketten innerhalb Europas können gefestigt oder neu etabliert werden, so dass auch eine stärkere Absicherung gegen zukünftige Krisen erfolgt. Die Errichtung und der Betrieb von Anlagen ermöglicht regionale Wertschöpfung und zukunftssichere Beschäftigung. Gerade Teilhabeoptionen können in Krisenzeiten eine wichtige Rolle zur Stabilisierung der Gesellschaft darstellen. Deshalb sollten die Weichen für den zusätzlichen Ausbau der erneuerbaren Energien gemäß den Green-Deal-Zielsetzungen auch europäisch gestellt und die zur Bewältigung der Corona-Krise angestrebten Konjunkturprogramme explizit hierfür genutzt werden.

5 Zukunftsorientierte Weiterentwicklung des Förderregimes für die erneuerbare Stromerzeugung

Das Wichtigste in Kürze

Mit den Innovationsausschreibungen möchte die Bundesregierung neben einer technologieneutralen Ausgestaltung neue Preisgestaltungsmechanismen und Ausschreibungsmodalitäten erproben, die zu mehr Wettbewerb und mehr Netz- und Systemdienlichkeit führen sollen. In der ersten Ausschreibungsrunde dominierten Photovoltaikanlagen und Kombinationen aus Photovoltaikanlagen und Speichern. Da erst eine Ausschreibungsrunde erfolgt ist, empfiehlt die Expertenkommission, die zentralen Elemente der Innovationsausschreibungen nach der Durchführung weiterer Runden zeitnah zu evaluieren. Im Bereich der Offshore-Windenergie wurde diskutiert, wie Zuschläge vergeben werden sollen, wenn alle Bieter Gebote von Null abgeben und kein klares Differenzierungskriterium für die Zuschlagserteilung vorliegt. Hier wurde das Losverfahren festgelegt und keine der beiden diskutierten Optionen Contracts for Difference oder zweite Gebotskomponente umgesetzt. Die Expertenkommission spricht sich indes klar für die Einführung einer zweiten Gebotskomponente aus. Es ist nicht Aufgabe der Politik Marktrisiken zu eliminieren, sondern die Rahmenbedingungen so zu setzen, dass keine regulatorischen Risiken entstehen und die Marktrisiken für die Marktteilnehmer kalkulierbar bleiben.

Die regionale Steuerung des EE-Ausbaus erfolgte bislang vorrangig über das „Netzausbaugebiet“ und das Referenzertragsmodell für die Windenergie an Land. Im EEG 2021 wird die sog. Südquote als steuerndes Element das „Netzausbaugebiet“ ersetzen um u. a. einen besser mit dem Netzausbau synchronisierten EE-Ausbau zu erreichen. Es bleibt offen, ob sich die Problematik der regionalen Steuerung des Zubaus so lösen lässt, da dem Ausbau im Süden Deutschlands derzeit vor allem genehmigungsrechtliche Hürden und restriktive Abstandsregeln im Weg stehen. Zudem wäre eine Weiterentwicklung der regionalen Steuerung wünschenswert, die Netzausbau- und -bewirtschaftungskosten bei der Allokationsentscheidung berücksichtigt. Dadurch würden Windenergiestandorte unter Umständen dichter an Lastzentren heranrücken. Hierfür bedürfte es aber einer regional differenzierten Förderung z. B. durch ein regional differenziertes, erzeugerseitiges Netzentgelt für EE-Anlagen oder ein kombinatorisches Auktionsverfahren, das eine standortbezogene Differenzierung der Zuschlagspreise ermöglicht und so die Standortwahl ohne Einschränkung des Wettbewerbs verbessert.

Mit Power Purchase Agreements entwickelt sich ein Instrument für die Marktintegration von erneuerbarem Strom ganz außerhalb der EEG-Förderung - bei der Windenergie vorrangig beim Weiterbetrieb von Anlagen nach dem Auslaufen der EEG-Förderdauer, bei Photovoltaik-Großanlagen bereits als das zentrale Finanzierungsinstrument. Dies sollte durch eine Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen unterstützt werden. Von besonderer Bedeutung ist hierbei ein verlässlich hoher CO_2-Preis durch verbindliche ambitionierte Klimaschutzziele.

Entscheidend für das Erreichen der Ausbauziele unabhängig vom Ambitionsniveau ist die gesellschaftliche Akzeptanz von EE-Anlagen. Diese ist in Deutschland grundsätzlich hoch. Der überwiegende Teil der Bevölkerung bildet dabei eine schweigende Mehrheit, nur wenige leisten aktiven Widerstand gegen EE-Projekte. Um Akzeptanz bei lokaler Betroffenheit dauerhaft zu gewährleisten und die schweigende Mehrheit akzeptanzsteigernd zu aktivieren, muss Vertrauen und Transparenz zwischen den beteiligten Akteuren hergestellt werden. Anwohner sollten frühzeitig in entsprechende Planungs- und Genehmigungsverfahren einbezogen werden, um ihnen ein Gefühl der Selbstwirksamkeit im Entscheidungsprozess zu vermitteln (Verfahrensgerechtigkeit). Finanzielle Beteiligungsmöglichkeiten, wie erstmals im EEG 2021 verankert, stellen gleichzeitig sicher, dass Anwohner vom wirtschaftlichen Nutzen der Anlage vor Ort profitieren (Verteilungsgerechtigkeit).

174. Im vorliegenden Kapitel werden ausgewählte Aspekte betrachtet, die im achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung allenfalls erwähnt, jedoch nicht in der Tiefe beleuchtet werden, aus Sicht der Expertenkommission aber sehr relevant bei der Weiterentwicklung des Förderrahmens sind. Zunächst werden die Innovationsausschreibungen des EEG und anschließend die Weiterentwicklung der Marktprämie für Offshore-Windenergieanlagen diskutiert. Letztere ist bedauerlicherweise im achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung nicht erwähnt, auch wenn das WindSeeG dort thematisiert wird. Anschließend werden regionale Komponenten bei der EE-Förderung und kombinatorische Auktionen angesprochen. Weiterhin wird mit Power Purchase Agreements ein Thema analysiert, das in zunehmendem Maße – ergänzend oder gänzlich unabhängig von der EEG-Förderung – Bedeutung bei der Finanzierung von neuen Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien gewinnt. Der abschließende Teil des Kapitels widmet sich dem wichtigen Thema Akzeptanz.

5.1 Innovationsausschreibungen

175. Mit den Innovationsausschreibungen sollen gemäß der Zielsetzung der zugrundeliegenden Verordnung neue Preisgestaltungsmechanismen und Ausschreibungsmodalitäten erprobt werden, mit dem Ziel mehr Wettbewerb und eine höhere Netz- und Systemdienlichkeit zu erreichen. Weiterhin sollen die Funktionsweise und Wirkungen von technologieneutralen Ausschreibungen getestet werden. Kernelemente der Verordnung sind die technologieoffene Förderung von Anlagenkombinationen aus Erneuerbaren Energien und/oder Speichern (ab 2021 mindestens mit Wind an Land oder Photovoltaik, davor waren auch Einzelanlagen möglich) an einem gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt, die Förderung durch eine fixe Marktprämie sowie eine Zuschlagsbegrenzung im Fall einer Unterzeichnung der Ausschreibung (so genannte endogene Rationierung).

176. Der Wettbewerb zwischen unterschiedlichen Technologien ähnelt den gemeinsamen Ausschreibungen im EEG 2017, bei denen Windenergieanlagen an Land und Photovoltaikanlagen um Zuschläge konkurrieren[33]. In den Innovationsausschreibungen ist ab dem Jahr 2021 zusätzlich eine Voraussetzung, dass nur für Kombinationen aus erneuerbaren Energien bzw. erneuerbaren Energien und Speichern an einem gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt geboten werden darf. Die Anlagenkombinationen müssen weiterhin technisch so beschaffen sein, dass sie für mindestens 25 % ihrer installierten Leistung positive Sekundärregelleistung erbringen können. Dies gilt als erfüllt, wenn 25 % der installierten Leistung der Anlagenkombination auf eine Biomasseanlage, Geothermieanlage oder einen Speicher entfallen. In der im Jahr 2020 durchgeführten ersten Ausschreibungsrunde, in der auch Einzelanlagen zulässig waren, entfielen von 73 Zuschlägen immerhin 28 auf Anlagenkombinationen (davon 27 Zuschläge für Photovoltaik-Anlagen mit Speicher und ein Zuschlag für Windenergieanlagen mit Speicher) (BNetzA, 2020). Es bleibt abzuwarten, welche Ausschreibungsergebnisse sich zukünftig im Zuge der generellen Anforderung, nur für Anlagenkombinationen zu bieten, zeigen. Dabei gilt es nicht zuletzt zu beobachten, ob sich die Dominanz der Photovoltaik in den gemeinsamen Ausschreibungen und der ersten Runde der Innovationsausschreibungen fortsetzt. So könnte eine Wiederbelebung des Windenergiemarktes, die ab 2022 auf moderate Ausschreibungsvolumina in den technologiespezifischen Ausschreibungen trifft, den technologieübergreifenden Wettbewerb zwischen Windenergie an Land und Photovoltaik in den Innovationsausschreibungen durchaus beflügeln. Vor allem an windreichen Standorten kann Strom aus Windenergieanlagen zu gleichen oder sogar niedrigeren Kosten produziert werden. Ferner stellt sich die Frage, ob und inwieweit mit der geltenden Anforderung (25 % der Leistung steuerbar) im tatsächlichen Anlagenbetrieb Vorteile hinsichtlich der Netz- und

[33] Die gemeinsamen Ausschreibungen werden mit dem EEG 2021 vollständig von den Innovationsausschreibungen abgelöst, für die die Volumina entsprechend erhöht werden. In beiden Ausschreibungsverfahren findet das so genannte Referenzertragsmodell keine Anwendung, das höhere/niedrigere anzulegende Werte für Windenergieanlagen an windärmeren/-reicheren Standorten regelt.

Systemdienlichkeit gegeben sind. Des Weiteren ist fraglich, inwieweit zukünftig tatsächlich Anlagenkombinationen aus mehreren erneuerbaren Energien angeboten werden. In der Praxis ist nämlich die gekoppelte, parallele Errichtung einer Photovoltaik-Anlage mit einer oder mehreren Windenergieanlagen mit verschiedenen Problemstellungen behaftet, insbesondere aufgrund der Unterschiede in den Planungs- und Genehmigungsverfahren sowohl inhaltlicher Art als auch die zeitliche Dauer betreffend. Deshalb dürfte es in der Praxis einfacher zu bewerkstelligen sein, eine bestehende Windenergieanlage oder einen Windpark mit einer Photovoltaik-Anlage zu ergänzen. Diesem Vorhaben steht jedoch entgegen, dass einerseits eine Förderung im Rahmen der Innovationsausschreibungen nicht möglich wäre, weil ein Anlagenteil (Windenergie) bereits in Betrieb genommen wurde bzw. dass andererseits die Fläche für eine Förderung der Photovoltaik-Anlage im Rahmen der EEG-Flächenkategorien zugelassen sein muss. Diesbezüglich könnten im Rahmen der Innovationsausschreibungen Verbesserungen ermöglicht werden, indem eine neue Flächenkategorie für Photovoltaik-Anlagen in einem definierten (engen) Umkreis von bestehenden oder neuen Windenergieanlagen geschaffen wird.

177. Ein weiteres Element der Innovationsausschreibungen ist die finanzielle Förderung über eine fixe Marktprämie. Im Gegensatz zur ansonsten im EEG gewährten gleitenden Marktprämie liegt das Strompreisrisiko vollständig beim Anlagenbetreiber. Dies führt zu erhöhten Kosten, weil sich die Anlagenbetreiber gegen dieses Risiko absichern müssen. Bezüglich der Diskussion einer Übernahme von Strompreisrisiken wird auf Kapitel 5.4 verwiesen, wo Für und Wider am Fall der Offshore-Windenergie im Hinblick auf eine Lösung mittels einer symmetrischen Marktprämie diskutiert werden.

178. Die Regelung, dass im Falle einer Unterzeichnung (d. h. Gebotsvolumen < Ausschreibungsvolumen) nur 80 % der gebotenen Leistung bezuschlagt wird, stellt – wie dies bereits zutreffend in der Begründung der Verordnung angeführt ist – „eine Form der nachträglichen Angebotsverknappung“ dar, die „in die Grundsätze des funktionierenden Markts eingreift“. Die Regelung könnte zu einer „Abwärtsspirale des Angebots“ führen und letztlich dem Gegenteil des ursprünglichen Ziels, Wettbewerb zu schaffen (Ehrhart, 2019). Eine Bewertung für Deutschland ist bisher aufgrund erst einer abgeschlossenen Ausschreibung und der Tatsache, dass die Regelung nicht zur Anwendung kam, nicht möglich. Ergebnisse aus Auktionen in der Schweiz und spieltheoretische Experimente legen jedoch nahe, dass sich der beschriebene Effekt einstellt (Hanke, 2020). In der Verordnungsbegründung wird die Nutzung der Regelung entgegen der bekannten Argumente damit begründet, dass für unterlegene Bieter Teilnahmemöglichkeiten in den anderen Ausschreibungen bestehen und somit nicht von einem Abwärtstrend auszugehen sei. Da die erste Innovationsausschreibung deutlich überzeichnet war (1.095 MW Gebote bei 650 MW Ausschreibungsvolumen), kam die Regelung in der Praxis bislang nicht zur Anwendung. Da erst eine Ausschreibungsrunde erfolgt ist und auf Basis dieser noch keine Schlüsse gezogen werden können empfiehlt die Expertenkommission, die zentralen Elemente der Innovationsausschreibungen (fixe Marktprämie, endogene Mengenrationierung, Anforderungen an Netz- und Systemdienlichkeit) nach der Durchführung weiterer Runden zeitnah zu evaluieren.

179. Mit den Änderungen des EEG 2021 wird in der Innovationsausschreibungsverordnung das Anlagensegment der „besonderen Solaranlagen“ ergänzt. Diese umfassen Solaranlagen auf Gewässern (sog. Floating-PV), Solaranlagen auf Ackerflächen bei gleichzeitigem Nutzpflanzenanbau auf der Fläche (Agrar-PV) und Solaranlagen auf Parkplatzflächen. Gemeinsames Merkmal der genutzten Flächen ist somit eine parallele, anderweitige Nutzung. Ab April 2022 wird dafür ein Volumen von 50 MW vorgehalten, welches vorrangig an Anlagenkombinationen mit besonderen Solaranlagen vergeben wird. Diese sind in ihrer Größe auf Leistungen zwischen 100 kW und 2 MW begrenzt. Die genaue Definition der jeweiligen Anlagensegmente erfolgt durch die Bundesnetzagentur bis Oktober 2021. Die Erprobung der Anlagenkonzepte in den Innovationsausschreibungen ist aus Sicht der Expertenkommission zu begrüßen, da diese dazu beitragen könnten, das künftige Ausbaupotenzial der Photovoltaik zu vergrößern. Perspektivisch kann dadurch ggf. der Druck beim Bau von PV-

Freiflächenanlagen etwas verringert werden, wenngleich in den nächsten Jahren ein möglichst hoher Zubau in allen PV-Segmenten notwendig ist. Voraussetzung hierfür ist jedoch, dass die Anlagenkonzepte mittelfristig vergleichbare Stromgestehungskosten zu etablierten Anlagensegmenten aufweisen und keine unerwünschten Effekte hinsichtlich Akzeptanz in der Bevölkerung und Naturschutzbelangen auftreten. Bei Solaranlagen auf Gewässern sollten deswegen nur künstliche Gewässer genutzt werden, die aus Natur- und Artenschutzsicht keinen besonderen Wert darstellen, bspw. aus Kiesabbau entstandene Baggerseen. Bei der Definition von Agrar-PV ist auf eine Abgrenzung zu gängigen PV-Freiflächenanlagen zu achten, um Gebote von Anlagen zu vermeiden, die der Intention der eigenständigen Ausschreibungskategorie entgegenstehen. So sollte bspw. die Beweidung mit Schafen oder die Nutzung von Flächen zur Heuernte nicht unter die intendierte landwirtschaftliche Nutzung fallen, da diese bei normalen PV-Freiflächenanlagen ebenfalls möglich ist und in der Praxis auch stattfindet. Auch vertikale Anlagenkonzepte sind in der Kategorie „besondere Solaranlagen“ in den Innovationsausschreibungen kritisch zu sehen, da diese in den normalen PV-Ausschreibungen wettbewerbsfähig sind und auch bereits Zuschläge erzielen konnten.

5.2 Regionale EE-Komponente bei der EE-Förderung

180. Zur regionalen Steuerung des EE-Ausbaus kamen im EEG 2017 vor allem das „Netzausbaugebiet“ und das Referenzertragsmodell zum Einsatz, beides für Ausschreibungen von Windenergieanlagen an Land. Die Definition des Netzausbaugebietes wurde so gewählt, dass dadurch der Ausbau der Windenergie in den Regionen nördlich der Netzengpässe begrenzt wird bis der Netzausbau es nicht mehr erfordert. Demnach sollten Windenergieanlagen an Land im Netzausbaugebiet, das die Bundesländer Mecklenburg-Vorpommern, Schleswig-Holstein, Bremen, Hamburg sowie den nördlichen Teil Niedersachsens umfasste, nur bis zu einer jährlichen Obergrenze von 902 MW einen Zuschlag erhalten. Dieser Ansatz des Netzausbaugebiets wird im EEG 2021 aufgehoben, da mit der „Südquote“ ein neues Instrument seine Aufgabe übernimmt. Laut § 36d EEG 2021 wird die Südquote wie folgt definiert: „Für eine verbesserte regionale Steuerung und damit für eine erleichterte Integration in das Stromversorgungssystem und eine Reduzierung der Systemkosten werden „Südquoten“ in den Ausschreibungen eingeführt (Südquote für Windenergieanlagen an Land in Höhe von 15 % in den Jahren 2022 bis 2023 und 20 % ab dem Jahr 2024; Südquote für Biomasseanlagen in Höhe von 50 %).“ Wie zuvor schon erwähnt, soll das bisherige Referenzertragsmodell auch im EEG 2021 weiterverwendet werden. Dabei erhalten Bieter für Anlagen an Standorten mit einem schlechteren Ertragswert einen positiven Korrekturfaktor, sodass vergleichbare Wettbewerbsbedingungen in Bezug auf einen Referenzstandort herrschen. Im EEG 2021) erfolgt eine Anpassung des Referenzertragsmodelles in § 36h Absatz 1 durch die Absenkung der Untergrenze für einen Ausgleich der Standortqualität auf 60 % (statt bisher 70 %).[34] Da das Referenzertragsmodell vorrangig auf das Erreichen eines bundesweit verteilten Zubaus und die Kappung von übermäßig hohen Renditen an sehr guten Standorten zielt, ist lediglich die Windhöffigkeit des Standortes der Anlage ausschlaggebend für die Einstufung der Anlage, während ihre Netzdienlichkeit unberücksichtigt bleibt.

181. Aus Sicht der Expertenkommission sollten Netzausbau- und Bewirtschaftungskosten künftig einen stärkeren Einfluss auf die Allokationsentscheidung haben. Das Referenzertragsmodell bewirkt zwar, dass Anlagen im Süden Deutschlands eine Besserstellung erfahren, diese Besserstellung gilt aber ebenso für windschwache Standorte im Norden Deutschlands (solange ein weiterer Ausbau dort nicht durch das Netzausbaugebiet verhindert

[34] Auch bei Kleinwindanlagen wird im EEG 2021 für die Berechnung des anzulegenden Wertes angenommen, dass ihr Ertrag 60 % des Referenzertrages beträgt (EEG 2017: 70 %).

wird). Für eine stärker netzdienlich ausgerichtet regionale Steuerung eignet sich das Referenzertragsmodell insofern nicht.

182. Die Diskussion der Ausschreibungsergebnisse in Kapitel 4.1 und erste Auswertungen in Windguard (2019) deuten darauf hin, dass größere Teile des Ausbaus nicht von der ausgleichenden Wirkung des Referenzertragsmodells erfasst sind, wovon vor allem Standorte im Süden betroffen sind. Dies kann sich mit Absenkung des Referenzstandortes von 70 % auf 60 % allerdings ändern, weil insbesondere im Süden ein Teil der bezuschlagten Anlagen unter der bisherigen Grenze lag und deren Standort somit gar nicht angemessen berücksichtigt werden konnte. Daher ist es wichtig für die Bundesregierung, die Entwicklungen nach Einführung der neuen Untergrenze gut zu überwachen, um schnell reagieren zu können, wenn dadurch Fehlentwicklungen induziert werden. Besser noch wäre allerdings eine weitere Überarbeitung des Instruments, um damit effizientere Anreize hin zu einem netzdienlichen EE-Ausbau zu schaffen.

183. Grimm et al. (2017) und Monopolkommission (2017) zeigen, dass ein EE-Zubau, der die Netzsituation berücksichtigt und einen großen Teil des Zubaus (auch Wind) verbrauchsnah in Süddeutschland realisiert, zu substanziellen Wohlfahrtsgewinnen führen kann. Die Effizienzgewinne resultieren u. a. aus einer deutlichen Reduktion der Kosten für Netzausbau und Engpassmanagement. Allerdings erfordert ein solcher regional differenzierter Ausbau eine regional differenzierte Förderung für EE-Anlagen, die den Anlagenbetreibern an den unterschiedlichen Standorten die nötigen finanziellen Anreize für die Investition geben. Dies könnte beispielsweise über eine regionale Ausschreibung der Kapazitäten geschehen. Eine zielgerichtet verbrauchsnahe Ansiedlung würde allerdings erfordern, viele kleine Regionen zu definieren, in denen dann die Wettbewerbsintensität in entsprechenden Ausschreibungen zu gering wäre (Bichler et al., 2020). Die Südquote ist in dieser Hinsicht nicht zielführend, da sie ein zu großes Gebiet definiert und nicht geeignet ist, verbrauchsnahe Ansiedlungen herbeizuführen. Alternativ könnte eine Regionalkomponente in Form eines regional differenzierten, erzeugerseitigen Netzentgelts für EE-Anlagen (eine sogenannte EE-Regionalkomponente) genutzt werden. Eine solche Differenzierung der Betreiberkosten an unterschiedlichen Standorten wäre geeignet, eine regionale und systemdienliche Verteilung der Anlagen zu erreichen, ohne dass Wettbewerbsprobleme im Rahmen der Ausschreibungen selbst resultieren.

184. Sollte der Regulierer zukünftig neben dem Netzausbau auch vermehrt über regionale Fördermechanismen für den EE-Ausbau entscheiden, ist eine koordinierte Planung und ein synchronisierter Ausbau der erneuerbaren Energien mit dem Netzausbau anzustreben, insbesondere mittel- und langfristig (vgl. auch die Diskussion zu einer koordinierten Planung von Netz- und EE-Ausbau in Kapitel 6). Dies deckt sich auch mit der Forderung nach einem synchronisierten Ausbau der erneuerbaren Energien mit dem Netzausbau im Aktionsplan Gebotszone (vgl. BMWi, 2020). Dementsprechend kann durch einen über Deutschland besser verteilten Ausbau der erneuerbaren Energien der Transportbedarf im Übertragungsnetz reduziert werden. Zur besseren Synchronisierung zwischen Ausbau von Offshore-Windkraftanlagen und Netzausbaufortschritten wird deshalb das 20-GW-Ausbauziel für Windenergie auf See bis 2030 daran geknüpft, dass die für die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms erforderlichen Netzkapazitäten rechtzeitig geschaffen werden können (vgl. WindSeeG vom 3. Dezember 2020, §1 (2)).

5.3 Kombinatorische Auktionen als alternatives Ausschreibungsdesign

185. Aus den vorhergehenden Ausführungen wird deutlich, dass die aktuellen Auktionen für Windenergie an Land mit diversen Problemen behaftet sind. Insbesondere vor dem Hintergrund der in Abschnitt 4.3.2. angesprochenen Effizienzgewinne im Gesamtsystem durch bessere Standortwahl der EE-Anlagen lohnt es sich, über

alternative Auktionsformate zur Erreichung einer regional differenzierteren Verteilung der Anlagen nachzudenken.

186. Bichler et al. (2020) vergleichen vor diesem Hintergrund eine Reihe von alternativen Ausschreibungsdesigns für Windkraft an Land in Deutschland mit Hilfe von Simulationen mit dem aktuell verwendeten Verfahren mit Blick auf das Marktergebnis. Ausgewertet werden Simulationen verschiedener Auktionen hinsichtlich der Zuschlagswerte, der regionalen Verteilung der Windanlagen sowie der Komplexität und Umsetzbarkeit der verschiedenen Auktionsformate. Die mögliche Bietervielfalt wird durch eine Unterscheidung zwischen großen Bietern und kleinen Bietern (Bürgerenergiegesellschaften, BEG) berücksichtigt, die entweder Regionen-übergreifend aktiv sind (große) oder nur regional (BEG). Darüber hinaus werden regional differenzierte Investitionskosten für Anlagen betrachtet, welche die landschaftlichen Unterschiede abbilden sowie potentielle Synergieeffekte bei großen Bietern im Falle des Zuschlags für mehrere Standorte. Letztere beschreiben mögliche Kosteneinsparungspotenziale von Bietern, wenn diese mehrere Anlagenprojekte in denselben oder benachbarten Bundesländern bzw. innerhalb Deutschlands realisieren. Optimale Anlagen-Standorte werden aus Systemsicht gemäß der Diskussion in Kapitel 5.3 identifiziert.

187. Bichler et al. (2020) vergleichen insgesamt vier verschiedene Auktionsformate, a) das aktuell gültige Verfahren mit Referenzertragsmodell, b) eine nationale Auktion ohne jegliche regionale Differenzierung, c) regionale Auktionen in den einzelnen Bundesländern, die eine relativ ausgewogene Verteilung der Anlagen sicherstellt und d) ein kombinatorisches Auktionsformat, das ebenso eine systemdienliche Verteilung der Anlagen gewährleistet, aber durch ein bundesweites Auktionsformat mehr Wettbewerb zwischen allen Bietern ausnutzen kann.

188. Das *nationale Referenzertragsmodell*-Auktionsdesign beschreibt den aktuellen Status Quo der deutschen Windauktionen. Für dieses Design werden die aktuell in Deutschland geltenden Regeln für Windauktionen simuliert, inkl. dem Referenzertragsmodell. Erfolgreiche Bieter erhalten somit eine Vergütung, die entsprechend der relativen Standortqualität angepasst wird. Wie zu erwarten zeigt sich, dass dies zwar Standortnachteile mit Blick auf Windhöffigkeit ausgleichen kann, sich jedoch keine Anreize, Anlagen an systemdienlichen Standorten zu errichten ergeben. Vielmehr werden windärmere Standorte ungeachtet ihrer Systemdienlichkeit bevorzugt. Eine Variante ohne Referenzertragsmodell ergibt zwar einen geringeren Subventionsbedarf, gleichzeitig resultiert aufgrund der Konzentration der Anlagen im Norden ein hoher Bedarf für Leitungsausbau, Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen, was langfristig hohe Kosten impliziert.

189. Bichler et al. (2020) simulieren zwei Varianten, die explizit darauf abzielen, eine lastnahe Verteilung der Anlagen zu erreichen. Im *regionalen* Design werden einzelne Auktionen für jedes der 16 deutschen Bundesländer analysiert, wobei pro Bundesland und Jahr eine Auktion durchgeführt wird. Alle 16 regionalen Auktionen werden gleichzeitig durchgeführt. Für die regionalen Auktionen wird die von Grimm et al. (2017) und der Monopolkommission (2017) ermittelte systemdienliche EE-Anlagenkonfiguration zugrunde gelegt und der entsprechende Anteil in jedem Bundesland separat ausgeschrieben. Innerhalb jeder Region werden zuerst die windhöffigsten Standorte ausgewählt. Dieses Verfahren erreicht zwar sicher die erwünschte regionale Verteilung der Anlagen. Regionale Ausschreibungen bergen jedoch aufgrund der teilweise geringen Größe der Bundesländer ein Risiko für geringen Wettbewerb und somit Anreize zu strategischem Verhalten der Bieter.

190. Beim *kombinatorischen* Auktionsdesign werden, wie im *regionalen* Design, in jeder Region entsprechend einer Quote die auszuschreibenden Kapazitäten festgelegt, aber in einer einzigen landesweiten Auktion versteigert. Auf diese Weise entsteht Wettbewerb zwischen den Bietern über die Grenzen der Bundesländer hinweg, während in jedem Bundesland die optimalen Kapazitäten vergeben werden. Dieses Design erlaubt auch Paketgebote, d. h. Bieter können Gebote auf mehrere Projekte an unterschiedlichen Standorten gleichzeitig abgeben.

Kostensenkungspotenziale werden so effektiv ausgeschöpft, da Bieter mögliche Synergien verschiedener Anlagenprojekte an unterschiedlichen Standorten in ihren Geboten berücksichtigen können. So können Skaleneffekte bereits bei der Gebotsabgabe eingepreist werden. Dies reduziert zum einen die Unsicherheit der Bieter, ob Synergien realisiert werden können und senkt zum anderen gleichsam die Zuschlagspreise. Die Zuschlagserteilung erfolgt so, dass die mit Blick auf Energieerzeugung und Zuschlagswerte effizientesten Kombinationen von Projektportfolios ausgewählt werden, wobei die ausgeschriebene Kapazität pro Bundesland eingehalten wird. Die resultierende Anlagenverteilung ist effizient und subventionsminimierend. Durch die im Auktionsverfahren implementierten regionalen Quoten ergeben sich regionale Preisunterschiede. Kombinatorische Auktionen werden bereits für Spektrum-Auktionen, Beschaffung in der Industrie oder der Logistik eingesetzt, um Wettbewerb zu erhöhen aber gleichzeitig zusätzliche Nebenbedingungen, z. B. bezüglich der Allokation, berücksichtigen zu können.

191. Es zeigt sich, dass eine bessere regionale Verteilung der Anlagen zu höheren Zuschlagswerten in den Auktionen selbst führt. Dies ist nicht überraschend, da nicht Anlagen an den windhöffigsten Standorten bezuschlagt werden, sondern an Standorten, die näher an Nachfragezentren liegen und somit höhere Vergütungssätze nötig sind, um die Anlagen rentabel betreiben zu können. Eine Entlastung entsteht im Gegenzug durch kurzfristig geringere Redispatchkosten sowie langfristig geringere Netzausbaubedarfe.

192. Mit zunehmenden Synergieeffekten großer Bieter bei Bezuschlagung mehrerer Anlagen gewinnt die kombinatorische Auktion noch mehr an Attraktivität. Durch die Möglichkeit von Paketgeboten, in denen die Synergieeffekte gefahrlos eingepreist werden können, sinken die Zuschlagswerte auf ein Niveau, das schon für geringe Synergieeffekte die Höhe der Zuschlagswerte des aktuell geltenden, *nationalen REM* Designs erreicht. Im Gegensatz zum Referenzertragsmodell-Design werden im *kombinatorischen* Design jedoch netzdienliche Standorte für die Windanlagen gewählt, was sich zusätzlich wohlfahrtssteigernd auswirkt, da über die Auktion hinaus Systemkosten eingespart werden. Die langfristigen Kosteneinsparungen, die sich aus dem geringeren Redispatch- und Netzinvestitionsbedarf[35] ergeben, sind dabei noch nicht in den Zuschlagswerten enthalten, sondern werden in den Jahren nach der Errichtung der Anlagen sukzessive eingespart. Das Potential für Kosteneinsparungen durch optimale EE-Standorte geht über die Systemsicherheitsmaßnahmen hinaus und wird in Grimm et al. (2017) auf ca. 2,6 Mrd. Euro p.a. geschätzt. Trotz vergleichbarer Zuschlagswerte würde das *kombinatorische* Auktionsdesign somit aufgrund der resultierenden Einsparungen in der Summe langfristig zu sehr viel niedrigeren Kosten führen als das aktuelle Verfahren.

193. Kombinatorische Verfahren scheinen zwar auf den ersten Blick komplex. Für den einzelnen Bieter sind sie jedoch oft strategisch einfacher als mehrere simultane oder aufeinanderfolgende Auktionen, in denen man oft auf Synergieeffekte spekulieren muss, die Gebote aber nicht darauf konditionieren kann. Eine Umstellung der Verfahren würde selbstverständlich die Klärung vieler Detailfragen erfordern und müsste gut vorbereitet werden, damit das Verfahren Akzeptanz erfährt und die Vorteile auch realisiert werden können.

5.4 Weiterentwicklung der Marktprämie für Windenergieanlagen auf See

194. In den Ausschreibungen für Windenergieanlagen auf See haben in den Jahren 2017 und 2018 mehrere Akteure Null-Cent-Gebote eingereicht und damit erstmals auf eine direkte staatliche Förderung verzichtet.[36] Die

[35] Die Kosten hierfür übersteigen oft bei weitem eine Milliarde Euro pro Jahr (BNetzA/BKartA, 2020).

[36] Die kostenlose Bereitstellung des Netzanschlusses kann bei Windenergieanlagen auf See als eine Form der indirekten Förderung betrachtet werden (Maurer, 2020a). In den Ausschreibungen für voruntersuchte Flächen nach Abschnitt 2 WindSeeG übernimmt der Staat zudem die Vorentwicklung der Flächen.

Projekte sollen sich vollständig über Erlöse am Strommarkt refinanzieren. Das Auftreten von Null-Cent-Geboten zwingt die Bundesregierung nun zum Handeln. Sollten in den ab 2021 startenden Ausschreibungen nach dem zentralen Modell mehrere Bieter für dieselbe Fläche Null-Cent-Gebote abgeben, fehlt ein wettbewerbliches Differenzierungskriterium. Das Los müsste entscheiden, wer den Zuschlag erhält. Während Politik, Wirtschaft und Wissenschaft das Losverfahren einstimmig ablehnen, besteht über die Alternativen Uneinigkeit. Zwei Modelle stehen im Fokus[37]:

- **Einführung einer zweiten Gebotskomponente**: Der Gesetzentwurf der Bundesregierung zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes (WindSeeG) (BT, 2020) sah die Einführung einer zweiten Gebotskomponente vor. Werden in einer Ausschreibung mehrere Null-Cent-Gebote eingereicht, startet ein zweites Gebotsverfahren, in dem die Bieter ihre Zahlungsbereitschaft für den Zuschlag offenlegen müssen. Mit der zweiten Gebotskomponente verpflichtet sich der Bieter zu einer jährlichen Zahlung an den Übertragungsnetzbetreiber. Der so genannte Offshore-Netzanbindungsbeitrag sollte die Netzentgelte senken und damit Verbraucher entlasten.
- **Übergang zu Differenzverträgen:** Kritiker der zweiten Gebotskomponente schlagen dagegen vor, die Förderung auf eine symmetrische Marktprämie umzustellen (vgl. u. a. May, 2018; BDEW, 2019; BWO, 2020). Während im aktuellen Fördersystem der gleitenden, asymmetrischen Marktprämie Markterlöse unterhalb des Zuschlagswerts aufgefüllt werden, Erlöse über dem Zuschlagswert jedoch beim Betreiber verbleiben, müssen im System der symmetrischen Marktprämie Markterlöse über dem Zuschlagswert an den Staat bzw. das EEG-Konto abgeführt werden. Man spricht daher auch von Differenzverträgen (im englischen Contract-for-Difference). Null-Cent-Gebote sind in diesem System faktisch ausgeschlossen.

195. Beide Modelle lösen grundsätzlich das Problem eines fehlenden wettbewerblichen Zuschlagskriteriums.[38] Der wesentliche Unterschied liegt in der Risikoallokation. Während die langfristigen Strompreisrisiken mit der Einführung der zweiten Gebotskomponente – ergänzend zur gleitenden, asymmetrischen Marktprämie – beim Anlagenbetreiber verbleiben, werden sie beim Übergang zu Differenzverträgen auf den Staat bzw. den Verbraucher übertragen. Nachfolgend werden die zentralen Vor- und Nachteile beider Systeme erörtert.

Mit dem Modell der zweiten Gebotskomponente würde die vollständige Marktintegration vorangetrieben.

196. In beiden Modellen ist der Anlagenbetreiber für die Vermarktung des erzeugten Stroms und die Einhaltung von Bilanzkreispflichten verantwortlich. Wie bisher kann der Betreiber diese Aufgaben entweder selbst erfüllen oder einen Dritten damit beauftragen, z. B. einen Direktvermarkter. Anreize zur effizienten Dimensionierung der Anlagen und zum effizienten Einsatz basierend auf Preissignalen des Marktes sind damit in beiden Modellen möglich (vgl. Enervis, 2020) – vorausgesetzt, die Marktprämie wird nicht wie in Großbritannien auf stündlicher, sondern auf monatlicher oder jährlicher Basis ermittelt. Bei der symmetrischen Marktprämie sind jedoch zusätzlich Anreize zur Abregelung bei (niedrigen) positiven Strompreisen zu beachten. Erwartet ein Betreiber in der laufenden Referenzperiode eine negative Marktprämie von z. B. minus 1 ct/kWh, hat er einen Anreiz, seine Anlage bei einem Strompreis von plus 1 ct/kWh (oder darunter) abzuregeln. Das Problem ließe sich

[37] Ein Modell wie in den Niederlanden, bei dem die Angebote beim Auftreten mehrerer Null-Cent-Gebote nach qualitativen Kriterien bewertet werden, steht in Deutschland derzeit nicht zur Diskussion.

[38] Das Modell der Differenzverträge schließt die Abgabe von Geboten mit identischen Gebotswerten zwar nicht aus, die Wahrscheinlichkeit hierfür ist jedoch deutlich niedriger als für Null-Cent-Gebote im heutigen System. Zudem sind Gebote mit identischen Gebotswerten in diesem Fall eher als „gleichwertig“ zu betrachten, so dass eine Entscheidung per Los in diesen Ausnahmefällen eher zu vertreten wäre.

jedoch grundsätzlich mit einer einspeiseunabhängigen negativen Marktprämie lösen, bei der die Einspeisung einer Referenzanlage für die Berechnung des Rückzahlungsbetrags herangezogen wird (vgl. BDEW, 2019; Neuhoff, 2020).

197. Mit der Übernahme langfristiger Strompreisrisiken und der diesbezüglichen Gleichstellung mit konventionellen Erzeugungsanlagen geht die Marktintegration im Fall der gleitenden asymmetrischen Marktprämie mit zweiter Gebotskomponente allerdings einen Schritt weiter. Oder anders ausgedrückt: Der Übergang zu Differenzverträgen, die Betreiber weitgehend von Strompreisrisiken abschirmen, würde einen Rückschritt in der Marktintegration bedeuten – und dies ausgerechnet bei den großen, i. d. R. finanzstarken Akteuren der Offshore-Branche. Durch die Kombination aus gleitender Marktprämie und zweiter Gebotskomponente können Akteure die Marktpreisrisiken grundsätzlich „schrittweise, freiwillig und in einem von ihnen selbst zu steuerndem Umfang“ (Maurer, 2020a) übernehmen. Bei der Abgabe von Null-Cent-Geboten wird zudem die Grünstromeigenschaft handelbar – häufig eine wichtige Voraussetzung für den Abschluss bilateraler Stromlieferverträge (so genannter Power Purchase Agreements, PPA) (EnBW, 2020).

Strompreisrisiken stärken marktbasierte Instrumente zum finanziellen Risikomanagement.

198. An der Börse gehandelte Future-Kontrakte und langfristige Stromlieferverträge können Marktpreisrisiken reduzieren und die Finanzierung von Projekten sichern. In einigen europäischen Märkten, wie z. B. Spanien, tragen PPA-Verträge schon heute substantiell zum EE-Ausbau bei (Huneke, 2020). Der deutsche PPA-Markt ist dagegen vergleichsweise jung (vgl. Abschnitt 5.5). Mit einer schrittweisen Übertragung der Strompreisrisiken auf die Betreiber von EE-Anlagen kann jedoch auch hierzulande ein leistungsfähiger Markt entstehen (EnBW, 2020). Dabei entfällt schon heute mehr als die Hälfte der vertraglich gebundenen Leistung auf Offshore-Windparks (Huneke, 2020).

199. Werden Stromerzeuger dagegen weitgehend von Preisrisiken abgeschirmt – wie im Fall der symmetrischen Marktprämie – entfällt für sie der Anreiz zum Abschluss von PPAs oder anderen Terminmarktprodukten. Den Stromverbrauchern fehlen dann passende Vertragspartner, um langfristige Absicherungsgeschäfte zu tätigen (Maurer, 2020a). Der Terminmarkt könnte so nach und nach austrocknen (Reitz, 2020). Dies gilt insbesondere dann, wenn das Modell der Differenzverträge auch auf andere Erzeugungstechnologien ausgeweitet wird – entsprechende Forderungen der anderen Sparten sind zu erwarten. Vor allem Industrieunternehmen würde damit zunehmend die Möglichkeit genommen, Preisrisiken eigenverantwortlich abzusichern. Eine Kombination aus Differenz- und Stromabnahmeverträgen könnte diesen Nachteil gegebenenfalls lindern. Industrieunternehmen und Versorger bekämen dabei das Recht zugesprochen, einen Teil der auktionierten Leistung zum ermittelten Preis im Rahmen von PPA-Verträgen zu übernehmen (BWO, 2020). Kritiker sehen darin jedoch einen Mechanismus, bei dem Gewinne privatisiert und Risiken sozialisiert werden, da die Allgemeinheit der Stromverbraucher dem Vorschlag zufolge das Kontrahentenausfallrisiko tragen müsste.[39]

Differenzverträge senken Kapital- und Transaktionskosten.

200. Die symmetrische Marktprämie entkoppelt die Erlöse während der Förderdauer von der langfristigen Strompreisentwicklung und macht sie damit besser kalkulierbar. Dies wirkt sich günstig auf die Finanzierung aus. Niedrigere Eigenkapitalquoten und geringere Risikoaufschläge beim Eigen- und Fremdkapital senken die mittleren Kapitalkosten (WACC). Eine Studie für den britischen Onshore-Markt schätzt den Kapitalkostenvorteil von Differenzverträgen gegenüber einem mit Preisrisiken behafteten Marktumfeld auf 1,4 bis 3,2 Prozentpunkte

[39] Vgl. Stellungnahme von C. Maurer beim energate Webtalk am 22. September 2020 (Maurer, 2020b)

(ARUP, 2018). Aufgrund der hohen Kapitalintensität haben die Finanzierungskosten einen relativ großen Einfluss auf die Stromgestehungskosten von Offshore-Projekten. Nach Berechnungen für den deutschen Markt (Enervis, 2020) ließen sich die Stromgestehungskosten von Offshore-Windenergieanlagen, die zwischen 2026 und 2030 in Betrieb gehen, bei einer WACC-Senkung von 2 Prozentpunkten um 12 % reduzieren (Enervis, 2020). Zudem könnten Betreiber Transaktionskosten sparen, da die langfristige Erlös- und Risikobewertung sowie der aufwändige Abschluss von bilateralen Stromlieferverträgen (PPA) entfällt (Enervis, 2020).

201. Infolge der aufgrund geringerer Kapitalkosten niedrigeren Stromgestehungskosten fallen bei Differenzverträgen auch die Förderkosten im Erwartungswert niedriger aus – bzw. mögliche Rückzahlungen höher. Das Förderkostenrisiko, das sich aus der tatsächlichen Marktpreisentwicklung ergibt, trägt der Stromverbraucher, wobei EEG-Umlage und Großhandelsstrompreis einen natürlichen Hedge bilden (Enervis, 2020). Dieser wird jedoch durch umfangreiche Ausnahmeregelungen für die energieintensive Industrie in Teilen untergraben.

202. Der Kosteneffizienz auf der Erzeugungsseite stehen allerdings mögliche Zusatzkosten auf der Verbrauchsseite gegenüber, wenn der Staat vor dem Hintergrund eines schrumpfen Terminhandels (vgl. oben) auch dort Strompreisrisiken übernimmt und damit sozialisiert (Maurer, 2020b).

Differenzverträge erhöhen die Realisierungswahrscheinlichkeit.

203. Um die Wahrscheinlichkeit zu erhöhen, dass ein Projekt nach dem Zuschlag realisiert wird, müssen Bieter bei der Gebotsabgabe eine Sicherheit leisten. Die Höhe der Sicherheit beträgt nach § 21 WindSeeG 200 Euro pro Kilowatt. Um die Realisierungswahrscheinlichkeit durch die Einführung der zweiten Gebotskomponente nicht zu reduzieren, sieht der Gesetzentwurf der Bundesregierung (BT, 2020) die Zahlung einer Zweitsicherheit in Höhe von 10 % des zu zahlenden Offshore-Netzanbindungsbeitrags vor.

204. Eine Gewährleistung für eine 100-prozentige Realisierungsquote sind die Maßnahmen allerdings nicht. Verschlechtern sich die Kosten- oder Erlöserwartungen bis zur finalen Investitionsentscheidung deutlich und übersteigen die Mehrkosten bzw. Mindererlöse die Höhe der hinterlegten Sicherheiten, kann es für einen Bieter trotz der drohenden Pönalzahlung betriebswirtschaftlich sinnvoll sein, sein Projekt aufzugeben. Mit der symmetrischen Marktprämie lässt sich dieses Risiko reduzieren, da die spezifischen Erlöse (Euro/MWh) während der Förderdauer feststehen und von der langfristigen Strompreisentwicklung entkoppelt sind (vgl. oben). Auch die Gefahr, dass Bieter dem „Fluch des Gewinners“ unterliegen, d. h. Erlöse zu hoch bzw. Kosten zu niedrig einschätzen und deshalb den Zuschlag erhalten, wird durch die symmetrische Marktprämie entschärft (Enervis, 2020). Der Übergang zu Differenzverträgen kann insofern einen positiven Beitrag zur effektiven Erreichung der Ausbauziele leisten (Enervis, 2020).

Differenzverträge stärken die Akteursvielfalt und Wettbewerbsintensität.

205. Nicht alle Akteure sind dazu in der Lage, berechtigt oder gewillt langfristige Strompreisrisiken einzugehen bzw. zu bewirtschaften. Dies gilt für große Versicherer und Pensionskassen, die speziellen Ratinganforderungen und Vorgaben der Finanzaufsicht unterliegen, ebenso wie für kleinere Stadtwerke (Schneider, 2020). Die Übernahme von Strompreisrisiken durch den Staat bzw. die Verbraucher kann nationale wie internationale Investoren anlocken und zu Akteursvielfalt und Wettbewerbsintensität in den Ausschreibungen beitragen (Enervis, 2020). Dem ist jedoch entgegenzuhalten, dass es im aktuellen Marktumfeld mit negativen Zinsen kaum an Kapital mangelt – weder bei Banken noch bei Investoren. Zumal das Interesse an grünen bzw. nachhaltigen Investments stetig wächst (Reitz, 2020). Darüber hinaus kann bei Großprojekten im Offshorebereich nicht derselbe Maßstab an Akteursvielfalt angelegt werden, wie dies mit dieser Begrifflichkeit im Onshore-Markt bisweilen gefordert

wird. Da keine unmittelbare Betroffenheit durch die Projekte auf See im Gegensatz zum Onshore-Markt gegeben ist, ist auch durch eine Beteiligung von kleineren Akteuren keine höhere Akzeptanz zu erwarten.

Fazit

206. Mit der Einführung der zweiten Gebotskomponente hätte die Bundesregierung die Marktintegration von Offshore-Windenergieanlagen weiter vorangetrieben und auf eine Stärkung marktbasierter Instrumente zum Risikomanagement gesetzt, während der Übergang zu einer symmetrischen Marktprämie einem Kurswechsel beim Thema Marktintegration gleichgekommen wäre. Denn die Übernahme von Strompreisrisiken bei Offshore-Wind wäre kaum zu rechtfertigen, wenn diese nicht auch bei Wind an Land und Photovoltaik erfolgte. Für die symmetrische Marktprämie sprechen eine höhere Kosteneffizienz (auf der Erzeugungsseite) und Effektivität bei der Erreichung der EE-Ausbauziele. Die Wahl des Instruments muss an den zugrundeliegenden Zielen orientiert werden; dies ist letztlich eine Abwägungsfrage seitens der Bundesregierung. Zwischenzeitlich wurde das Losverfahren festgelegt und damit keine der beiden im Fokus der Diskussion stehenden Optionen Contracts for Difference (CfD) oder zweite Gebotskomponente umgesetzt. Absehbar wird das Verfahren jedoch auf ein eindeutiges Differenzierungskriterium umgestellt werden müssen, wobei letztlich zwischen der Effektivität bei der Erreichung der Ausbauziele und der höheren Kosteneffizienz auf Erzeugungsseite abzuwägen sein wird. Die Expertenkommission spricht sich indes klar für die Einführung einer zweiten Gebotskomponente aus. Es ist nicht Aufgabe der Politik Marktrisiken zu eliminieren, sondern die Rahmenbedingungen so zu setzen, dass keine regulatorischen Risiken entstehen und die Marktrisiken für die Marktteilnehmer kalkulierbar bleiben. Für den weiteren Ausbau der Offshore-Windenergie erscheinen Contracts for Difference in diesem Sinne nicht zielführend.

5.5 Power Purchase Agreements (PPA)

207. In der Diskussion um die zukünftige Ausgestaltung des Ausbaus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, die erforderlichen Rahmenbedingungen und die vollständige Integration der erneuerbaren Stromerzeugung in den Strommarkt nimmt die Bedeutung von Power Purchase Agreements (PPA) deutlich zu. Von einzelnen wird bereits die Position vertreten, dass Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zukünftig ausschließlich über PPAs errichtet werden (Köpke, 2019), womit eine finanzielle Förderung aus dem EEG nicht mehr benötigt würde. Um dies einordnen zu können, bedarf es zunächst einer kurzen Hintergrundbetrachtung. Ein PPA oder eine „Stromkaufvereinbarung“ ist ein in der Regel langfristig angelegter Stromliefervertrag zwischen zwei Parteien, meist zwischen einem Stromproduzenten und einem Stromabnehmer. Ausgehend von letzterem wird danach unterschieden, ob es sich um einen Stromverbraucher („Corporate PPA“) oder einen Stromhändler/-versorger („Utility PPA“) handelt. Ein PPA regelt alle Bedingungen der Stromlieferung zwischen den beiden Vertragspartnern, insb. Umfang der zu liefernden Strommenge, Preis, bilanzielle Abwicklung, Strafen bei Nichteinhaltung des Vertrags. Da es sich um bilaterale Verträge handelt, sind PPAs entsprechend flexibel bezüglich der Form und der individuellen Ausgestaltung, woraus sich eine große Vielfalt möglicher Vertragsvarianten ergibt.

208. PPAs bezeichnen also längerfristig angelegte Stromlieferverträge, die die Finanzierung von Stromerzeugungsanlagen absichern sollen. Die tatsächliche Rolle von PPAs in Deutschland ist im internationalen Kontext noch vergleichsweise gering (Öko-Institut, 2020), was auch darauf zurückzuführen ist, dass in Deutschland Anlagen, die eine Vergütung nach dem EEG in Anspruch nehmen, bislang einerseits keine zusätzliche Absicherung über PPAs benötigen, eine Vermarktung des Stroms an Dritte andererseits aufgrund des Doppelvermarktungsverbots im EEG auch gar nicht zulässig wäre (EWK, 2019). Mit PPAs können Marktpreisrisiken sowohl auf Seiten des Anlagenbetreibers als auch auf Seiten des Stromabnehmers reduziert werden, weshalb sie gerade bei großen

Stromverbrauchern und bei geplanten großen Investitionen in den Neubau von Anlagen zur erneuerbaren Stromerzeugung („Neuanlagen-PPA“) oder für den Weiterbetrieb nach Auslaufen der EEG-Förderung („Weiterbetriebs-PPA“) Anwendung finden. Bei Letzteren dient das PPA lediglich zur Absicherung der Weiterbetriebskosten und umfasst typischerweise eher kurze Vertragslaufzeiten (3 - 5 Jahre), während Neuanlagen-PPAs längere Vertragslaufzeiten (10 - 15 Jahre) erfordern und sowohl Investitions- als auch Betriebskosten absichern müssen.

209. Gerade das Segment der Weiterbetriebs-PPAs gewinnt in Deutschland insbesondere für Windenergieanlagen an Land rasant an Bedeutung, da ab dem Jahr 2021 für Anlagen mit einer Gesamtleistung von 3,8 GW und in den Folgejahren bis 2025 für weitere rund 10 GW die Förderung endet (vgl. Kapitel 4). Bei Photovoltaik-Anlagen ist die Anlagenleistung, für die die Förderung endet, mit rund 70 MW im Jahr 2021 und rund 1 GW bis zum Jahr 2025 (vgl. Kapitel 4) deutlich niedriger. PPAs im Sinne eines großvolumigen Stromabnahmevertrags mit Preisgarantie stellen für diese Anlagen keine Option dar, da es sich hierbei um Kleinst- und Kleinanlagen handelt. Daneben gibt es auch in Deutschland erste Neuanlagen, die über PPAs finanziert werden. Hierbei handelt es sich – von Offshore-Windparks abgesehen – ausschließlich um Photovoltaik-Freiflächenanlagen. Diese Anlagen können mittlerweile Stromgestehungskosten realisieren, die zusammen mit den in den Jahren 2016 bis 2019 gestiegenen Marktwerten[40] Errichtung und Betrieb auch ohne Förderung erlauben. Ein starker Treiber ist insbesondere, dass im Fall der Errichtung der Anlagen außerhalb des Vergütungsregimes die im EEG geltenden Größenbeschränkung von bislang 10 MW nicht eingehalten werden muss. So können deutlich größere Anlagen realisiert werden, was wiederum die spezifischen Kosten sinken lässt. Bislang spielen diese Anlagen aber bezüglich des Zubauvolumens noch eine untergeordnete Rolle[41].

210. Neben der Nutzung von PPA beim Bau von Anlagen außerhalb des Förderregimes verringern Akteure ihr Risiko auch durch die Errichtung kombinierter Anlagen. Dabei wird ein Teil der Anlage mittels Zuschlag aus den Ausschreibungen realisiert, während der verbleibende Anlagenteil außerhalb des Förderregimes entsteht. In diesem Fall teilen sich die Teilprojekte wesentliche Kostenfaktoren (z. B. Netzanschluss, Erschließungskosten Fläche) und profitieren dabei von Skaleneffekten, ohne vollständig auf eine Förderung zu verzichten. Es gibt auch Konstellationen in denen der Förderanspruch aus einer gewonnenen Ausschreibung als Absicherung bzw. Rückfallposition dient, wenn ein PPA mit höherem Abnahmepreis abgeschlossen werden kann. Unter den aktuell schwierigen Bedingungen für die Projektentwicklung von Windenergieanlagen an Land spielen PPAs keine Rolle für die Umsetzung von Neuanlagen, nicht zuletzt, weil der fehlende Wettbewerb in den Ausschreibungen mit Geboten nahe am Höchstwert ein attraktiveres Preisniveau bietet als PPAs.

211. Zu den Treibern für die Entwicklung von PPAs zählt neben dem genannten Bedarf nach Lösungen auf Seiten der Betreiber von Stromerzeugungsanlagen auch die zunehmende Nachfrage nach Strom aus erneuerbaren Energien durch Industriekunden. Denn eine wachsende Anzahl von Unternehmen will oder muss als Bestandteil ihrer Corporate Social Responsibility und/oder aus strategischen Gründen ihren CO_2-Ausstoß deutlich reduzieren und mittel- bis langfristig Klimaneutralität in der Produktion erreichen. Hierbei stellt die Umstellung des Strombezugs auf „Grünstrom“ meist den ersten, bereits sehr wirksamen Schritt dar. Beispielhaft sei hier die Initiative „Renewable Energy 100“ (RE100) genannt, in der sich bereits über 200 Großunternehmen dazu verpflichtet haben, ihren Stromverbrauch so schnell wie möglich (jedoch spätestens 2050) zu 100 % aus erneuerbaren Energien

[40] Durch die im Zuge der Corona-Pandemie aufgetretenen, starken Preisrückgänge im Strom-Großhandel im ersten Halbjahr 2020 ist von einem kurzfristigen Rückgang von PPA-Abschlüssen auszugehen. Die zukünftige Entwicklung des PPA-Marktes hängt wesentlich von der Entwicklung der Preise im Strom-Großhandel ab.

[41] Für das Jahr 2019 wird von PPA-Abschlüssen im Umfang von rund 150 MW ausgegangen (Öko-Institut, 2020), für das Jahr 2020 wird von Neuinstallationen von rund 300 MW ausgegangen (PV Magazine, 2020).

zu beziehen[42] (RE100, 2020). PPAs[43] stellen hier eine mögliche Option dar, die auch in Deutschland bereits genutzt wird.

212. Zusammenfassend lässt sich konstatieren, dass sich mit PPAs ein nützliches Instrument für die Marktintegration von erneuerbaren Energien entwickelt, das die unterschiedlichen Interessen der Anbieter und der Nachfrager adäquat bedienen kann. Anbieter können sich langfristig gegen niedrige Strompreise absichern – eine wichtige Voraussetzung für die Finanzierung von Neuanlagen oder den Weiterbetrieb. Der Nachfrager sichert sich umgekehrt gegen hohe Strompreise ab und kann durch den nachgewiesenen Strombezug aus erneuerbaren Energien zudem seinen CO_2-Fußabdruck verringern. Daraus zu schließen, dass auf die EEG-Förderung bereits kurzfristig verzichtet werden könnte, wäre jedoch zu kurz gegriffen. Zunächst umfasst das für das Erreichen der Ausbauziele (mind. 65 % Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch in 2030) erforderliche Anlagenspektrum auch Anlagen, die noch vergleichsweise hohe Stromgestehungskosten aufweisen (Windenergie an Land an Standorten mittlerer Qualität, Photovoltaik-Dachanlagen). Eine Finanzierung dieser Anlagen über PPAs erscheint auch mittelfristig nicht abbildbar, so dass bei einem vollständigen Verzicht auf die finanzielle EEG-Förderung die Ausbauziele voraussichtlich nicht erreicht würden. Des Weiteren dient bei Neuanlagen der Abschluss eines PPAs dazu, Preis- und Mengenrisiken während der Vertragslaufzeit abzusichern. Dies ist jedoch nur dann gegeben bzw. wird bei fremdfinanzierten Anlagen nur dann von den finanzierenden Banken akzeptiert, wenn der Stromabnehmer über eine ausreichend hohe Bonität verfügt, was in der Regel nur bei Großunternehmern der Fall ist. Da langfristige Stromabnahmeverträge als Verbindlichkeiten eingestuft werden und sich durch den Abschluss eines PPA die Bonität des Stromabnehmers verschlechtert, steigen dessen Finanzierungskosten für sein Kerngeschäft (May, 2019).

213. Wenn aufgrund der Bonitätsfrage Corporate PPAs nur mit Großunternehmen geschlossen werden können, müsste in einer Welt ohne EEG der gesamte verbleibende Stromverbrauch neben dem Strombezug aus Bestandsanlagen sukzessive aus Anlagen zur erneuerbaren Stromerzeugung bereitgestellt werden, die ohne Inanspruchnahme von Förderung von Energieversorgungsunternehmen (EVU) selbst gebaut oder im Rahmen von Utility-PPAs errichtet werden. Auch hier stellt sich die Frage, ob die Finanzierungsfähigkeit der EVUs bzw. deren Bonität ausreicht, um die benötigten Kapazitäten mit der erforderlichen Dynamik zu errichten. Da in diesem Fall vor allem die finanzstärksten Unternehmen zum Zuge kommen dürften, wäre ggf. mit einer Verringerung der Akteursvielfalt zu rechnen. Ein weiterer Aspekt ist, dass durch das höhere Ausfallrisiko des Stromabnehmers gegenüber einer staatlich garantierten Vergütung die Kosten der Projektfinanzierung steigen könnten, so dass sich die Transformation zu einem vollständig auf erneuerbaren Energien basierenden Stromsystem verteuert (May, 2019).

214. Auch wenn vor diesem Hintergrund ein vollständiger Verzicht auf das bestehende Förderregime im EEG zugunsten des Marktinstruments PPA noch zu früh erscheint, sollten die Randbedingungen des Strommarktes dahingehend weiterentwickelt werden, den allmählichen Übergang, der über erste Neuanlagen ohne Inanspruchnahme der EEG-Förderung bereits begonnen hat, aktiv zu fördern. Das bestehende System sollte weiterhin einen Zubau ohne Inanspruchnahme der EEG-Vergütung bei passenden Bedingungen ermöglichen, gleichzeitig muss es jedoch auch das Erreichen der Zubauziele gewährleisten.

[42] Auch außerhalb der Initiative gibt es zahlreiche Beispiele hierfür: So streben bspw. Siemens und Bayer an, bis zum Jahr 2030 klimaneutral zu sein, die Deutsche Bahn will ihre Züge bis 2038 komplett mit erneuerbaren Energien betreiben, Bosch stellt seine 400 Unternehmensstandorte weltweit bis Ende 2020 klimaneutral und Daimler strebt bis zum Jahr 2038 die vollständige Klimaneutralität inklusive der Lebenszyklen seiner Produkte an.

[43] In Deutschland geht hierbei, im Gegensatz zu EEG-gefördertem Strom, die grüne Eigenschaft nicht verloren, was für Unternehmen einen Anreiz schafft, mit dem Abschluss des PPAs den Bau von EE-Anlagen zu ermöglichen.

215. Um diesen Übergang zu beschleunigen sollten Rahmenbedingungen für PPAs verbessert werden, so dass die Integration dieses Segments und damit der erneuerbaren Stromerzeugung in den Strommarkt schneller erfolgt. Mittelfristig würde dies durch höhere CO_2-Preise begünstig werden. Kurzfristig könnte die Umsetzung der beiden folgenden Empfehlungen einen deutlichen Impuls für den Abschluss von PPAs bedeuten: Stromintensive Unternehmen, die unter die „Carbon Leakage“-Definition fallen, erhalten im geltenden Rechtsrahmen für die Belastung ihres Strombezugs durch den CO_2-Preis im Rahmen des EU-ETS eine finanzielle Kompensation. Dies kann dem Abschluss von PPAs entgegenstehen, da im Falle eines PPAs der bezogene Strom CO_2-frei wäre und somit bei vergleichbaren oder leicht höheren Stromkosten die Gefahr bestünde, dass keine Ausgleichszahlung mehr erfolgt (BDEW, 2019). Eine temporäre Gleichstellung des Grünstrombezugs hinsichtlich der finanziellen Kompensation würde diesem Hemmnis entgegenwirken, auch wenn dies zunächst eine Doppelförderung darstellt. Bei der vertraglichen Ausgestaltung von PPAs besteht hinsichtlich der bei Neuanlagen notwendigen langen Laufzeiten eine gewisse Rechtsunsicherheit. Hier kann die Zulässigkeit aus wettbewerbsrechtlicher Sicht bei Verträgen mit Laufzeiten über mehr als fünf Jahre von der Vertragsgestaltung im Einzelfall abhängen (Hilpert, 2018). Durch die explizite wettbewerbsrechtliche Zulassung von längeren Laufzeiten für langfristige PPAs aus erneuerbaren Energien, könnte hier mehr Rechtssicherheit geschaffen werden (BDEW, 2019).

216. Die vom Bundestag verabschiedete Beschlussempfehlung des Wirtschaftsausschusses des Deutschen Bundestags zum EEG 2021 enthält in einem vorangestellten Entschließungsantrag verschiedene Forderungen, die auch Vorschläge zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für PPAs beinhalten. Neben der bereits angesprochenen Strompreiskompensation bei industriellen Verbrauchern werden zinsgünstige (KfW-) Kredite, Abnahmegarantien bei Insolvenz des Stromabnehmers sowie steuerliche Anreize (günstige Abschreibungsmöglichkeiten bei Anlagen ohne EEG-Förderung, ermäßigte Stromsteuer) genannt. Diese werden nachfolgen kurz eingeordnet. Hinsichtlich der Kreditvergabe wird darauf hingewiesen, dass es am Markt, z. B. mit dem KfW-Programm 270, bereits Möglichkeiten für Kreditfinanzierung (auch) großer EE-Anlagen zu günstigen Konditionen gibt, die auch zur Finanzierung von PPA-Projekten genutzt werden. Die Finanzierung von PPA-Projekten ist demnach aktuell nicht wesentlich teurer, als dies bei EEG-Projekten der Fall ist (Eble, 2020). Jedoch richtet sich die Zinshöhe der Finanzierung generell bei allen Krediten nach der Bonität der Unternehmen (vgl. oben) und deren Erfahrung am Energiemarkt. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, ob PPAs das richtige Instrument sind, um eine CO_2-neutrale Stromerzeugung von Unternehmen mit geringerer Bonität und Erfahrung am Energiemarkt zu ermöglichen und der Staat somit einen Teil der Kreditrisiken übernehmen sollte, oder ob es nicht anderer Möglichkeiten bedarf, um den Grünstrombezug von kleinen und mittleren Unternehmen zu gewährleisten. Auch eine Abnahmegarantie bei Insolvenz des Stromabnehmers ist eine staatliche Übernahme von Marktrisiken, die vor dem eigentlichen Hintergrund der Forderung nach verbesserten Rahmenbedingungen von PPAs – nämlich dem marktgetriebenen Ausbau von erneuerbaren Energien – kritisch zu sehen ist. Sowohl das Preis- als auch das Mengenrisiko würden für den Anlagenbetreiber nicht mehr bestehen, wodurch die Abnahmegarantie einem Differenzvertrag (vgl. Ziffer 193) gleich kommt. Auch ohne Abnahmegarantie besteht für Anlagenbetreiber immer die Möglichkeit den Strom bei Insolvenz des Vertragspartners vorübergehend zu den jeweils aktuellen Preisen an den Strommärkten zu verkaufen, sodass ein vollständiger Ausfall von Erlösen ohnehin nicht stattfindet. Darüber hinaus besteht weiterhin die Möglichkeit ein neues PPA mit anderen Stromabnehmern zu schließen. Eine Ermäßigung bei der Stromsteuer ist insofern kritisch zu sehen, als diese Möglichkeit nur für PPA-Strom bestünde und PPAs als Möglichkeit des Strombezugs bislang nur großen Unternehmen mit hoher Bonität zur Verfügung stehen. Somit würde die Stromsteuerermäßigung eine zusätzliche Förderung von Industriestrompreisen darstellen, die mittleren Unternehmen nicht zur Verfügung steht.

217. Der Hauptantrieb für einen marktgetriebenen EE-Zubau und somit auch für PPAs ist ein Börsenstrompreisniveau, welches dauerhaft oberhalb der Stromgestehungskosten der EE-Anlagen liegt. Eine wesentliche Rahmenbedingung hierfür ist ein ausreichend hohes CO_2-Preisniveau. Flankierende Maßnahmen hierzu sollten

gegebenenfalls vorhandene gegenläufige Wirkungen bestehender Instrumente adressieren (vgl. Strompreiskompensation industrieller Verbraucher). Sie sollten jedoch keine neuen, zusätzlichen Instrumente mit weiteren Industrieprivilegien bzw. Ausnahmetatbeständen schaffen.

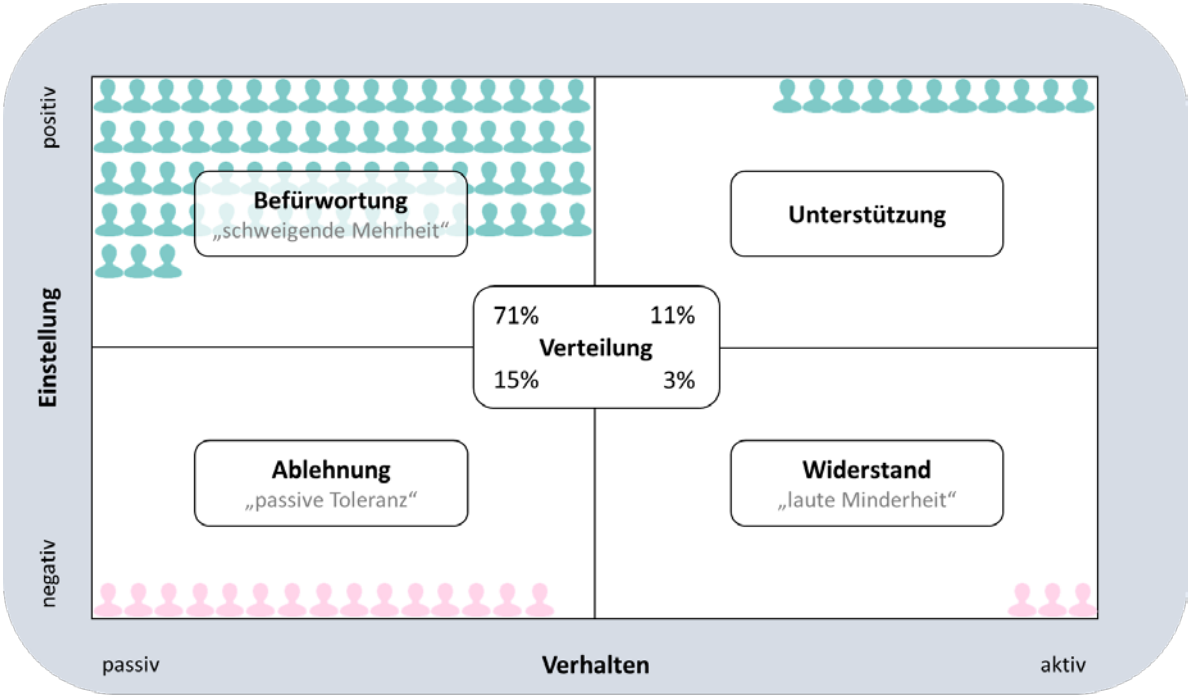
5.6 Akzeptanz

218. In der öffentlichen und politischen Diskussion hat das Thema Akzeptanz von Solarparks und Windrädern seit Beginn der Energiewende eine hohe Resonanz, was sich auch in der medialen Berichterstattung niederschlägt. Gerade vor dem Hintergrund des stockenden Ausbaus der Windenergie an Land wird gerne die fehlende Akzeptanz der lokalen Bevölkerung ins Feld geführt. Aus diesem Grund soll in diesem Abschnitt ein Überblick über die aktuelle Lage in Deutschland sowie die Akzeptanzforschung gegeben werden.

219. Akzeptanz kann grundsätzlich als das Fehlen einer deutlich wahrnehmbaren Opposition einem Projekt gegenüber definiert werden (Cohen et al., 2014). Gesellschaftliche Akzeptanz beschreibt eine vorwiegend positive Einstellung zu einem Thema in der Gesellschaft zu einem bestimmten Zeitpunkt, was sich z. B. durch eine derartige Meinungsäußerung oder durch Billigung ausdrückendes Verhalten äußert (Wüstenhagen et al. 2007, Kraeusel and Möst 2012). Allerdings muss die Einstellung der Gesellschaft einem Projekt gegenüber nicht ausschließlich positiv sein, damit dieses insgesamt akzeptiert wird. Die Ablehnung konkreter Anlagen im eigenen Umfeld bei gleichzeitiger, genereller Akzeptanz von Windenergie stellt nämlich keineswegs einen Widerspruch dar (Bell et al., 2005). Aus diesem Grund wird unterschieden zwischen einer generellen, gesellschaftlichen Akzeptanz und der Akzeptanz bei lokaler Betroffenheit, nach Wüstenhagen et al. (2007) auch lokale bzw. kommunale Akzeptanz, welche meist Gegenstand der aktuellen Akzeptanzdebatte ist. Diverse jüngste Studien und repräsentative Umfragen zeigen, dass mit über 80 % die große Mehrheit der deutschen Bevölkerung den Ausbau der Windenergie an Land akzeptiert und für wichtig hält (FA Wind 2019; AEE 2020; IASS 2020; Sondershaus und Bönisch 2020). Die gesellschaftliche Akzeptanz von Windenergieanlagen in Deutschland ist also grundsätzlich hoch.

220. Wo liegt also das Problem? Insbesondere vor Ort ist die Akzeptanz und Wahrnehmung von Planungsprozessen im Laufe der Zeit bis zur Inbetriebnahme Schwankungen unterworfen und besonders anfällig für Gerüchte und Meinungsmache. Werden Anwohner z. B. nur unzureichend über Projektentwicklungen informiert, kann dies selbst bei einer an sich positiven Einstellung zur Windenergie schnell zu Ablehnung eines konkreten Vorhabens führen. Wichtig ist vor diesem Hintergrund das Konzept der schweigenden Mehrheit. Dahinter steht die Einteilung der Bevölkerung entlang der Achsen Aktivität und Passivität sowie positiver bzw. negativer Einstellung in vier Kategorien (Schweizer-Ries et al. 2010): Befürwortung (passiv), Unterstützung (aktiv), Ablehnung (passiv) und Widerstand (aktiv). Verschiedene Studien und Umfragen kommen dabei zu dem Schluss, dass mit mehr als 70 % der überwiegende Teil der Bevölkerung passive Befürworter sind, d. h. eine schweigende Mehrheit bildet, während nur 3 % aktiven Widerstand gegen EE-Projekte leisten (Schweizer-Ries et al. 2010; Hildebrand und Renn 2019; Hübner et al. 2020). Diese „laute Minderheit“ schafft es jedoch durch Medienpräsenz sowie eine zunehmende Professionalisierung und Vernetzung der Proteste die schweigende Mehrheit zu übertönen (AEE 2020).

Abbildung 17: Verteilung auf Akzeptanzdimensionen



Quellen: Eigene Darstellung auf Basis von Schweizer-Ries et al. (2010), Hildebrand und Renn (2019), Hübner et al. (2020)

221. Durch mediale Aufmerksamkeit für den Protest kann sich eine Überschätzung der Gegnerschaft und gleichzeitige Unterschätzung der Befürworter von konkreten Windenergie-Projekten ergeben (Local Energy Consulting 2020). Gerne werden bei den Protesten Argumente des Umwelt- und Artenschutzes vorgebracht, die nicht immer stichhaltig sind, die Bauvorhaben aber dennoch aufhalten. Ebenso werden mögliche gesundheitliche Beeinträchtigungen oder fallende Immobilienpreise in unmittelbarer Nähe zu Windanlagen ins Feld geführt. Letztere können vorwiegend bei sehr alten Gebäuden auf dem Land auftreten und nehmen bereits mit einem Abstand von mehr als 1km stark ab, wobei sich die Nähe zu einer Windanlage sogar wertsteigernd auswirken kann (Frondel et al. 2018). Für das Auftreten gesundheitlicher Beschwerden bei Anwohnern wie z. B. Schlafstörungen oder Kopfschmerzen wird von Windturbinen erzeugter Infraschall[44] verantwortlich gemacht (Pierpont 2009). Jedoch gibt es bislang keine wissenschaftlichen Belege dafür, dass Infraschall negative gesundheitliche Effekte hat oder das individuelle Wohlbefinden beeinträchtigt (Magari et al. 2014; Jalali et al. 2016). Die von Windturbinen erzeugte Schallemission kann zwar von Anwohnern in der Umgebung wahrgenommen werden, allerdings liegt beispielsweise die Infraschallbelastung in einem Auto um einiges höher (Bolin et al. 2011). Anwohner fühlen sich im Durchschnitt eher durch die Geräuschemission von Windenergieanlagen gestört, wenn sie eine negative Einstellung zu den Anlagen haben (Pedersen et al. 2009). Geräuschemissionen werden als weniger störend wahrgenommen, wenn die Anwohner finanziell von den Anlagen profitieren (McCunney et al. 2014).

[44] In der Natur hat Infraschall verschiedene Ursachen, wie zu Beispiel Wind oder Seegang. Auch im menschlichen Körper kann Infraschall durch den Herzschlag oder die Atmung entstehen. Genauso kann Infraschall menschgemacht sein und z. B. durch industrielle Prozesse, Fahrzeuge oder Klimaanlagen erzeugt. Infraschall ist ein natürliches Phänomen, das nicht per se gesundheitsgefährdend ist (Leventhall 2006, Salt und Hullar 2010).

222. Für die Akzeptanz vor Ort sind somit die persönliche Einstellung sowie die Wahrnehmung des Projektes besonders wichtig. Vorausschauende Kommunikation und Transparenz kann dabei Vorbehalte von vorn herein wirksam ausräumen. Dabei gilt es in erster Linie, durch Verfahrensgerechtigkeit Vertrauen zu schaffen, sowie Transparenz zwischen den beteiligten Akteuren herzustellen. Den Anwohnern kann beispielsweise durch geeignete Beteiligungsmöglichkeiten und transparente Informationsbereitstellung ein Gefühl der Selbstwirksamkeit im Entscheidungs- und Planungsprozess vermittelt werden. Dies kann im Rahmen von regelmäßigen, transparenten und extensiv dokumentierten Treffen und Aktivitäten erfolgen, die in einer Atmosphäre gegenseitigen Respekts und Vertrauens stattfinden (Scherhaufer et al. 2018). Wichtig sind in diesem Zusammenhang sowohl Offenheit gegenüber den Wahrnehmungen, Ängsten und Ideen der betroffenen Bevölkerung und Transparenz durch klar kommunizierte Gestaltungsspielräume als auch ein anhaltender Informationsaustausch über die verwendete Anlagentechnik, Projektfortschritte und Rückschläge. Grundsätzlich sollten Projekte in einer Rhetorik der Gemeinschaft und des Gemeinwohls vermittelt werden, da der Glaube an diese Werte die lokale Akzeptanz weiter erhöhen kann (Hoffman et al 2010; Peters et al. 2018; Sposato et al 2018). Der Erfolg vieler Bürgerwindprojekte ist auf ihre von Anfang an offene Kommunikation und frühzeitige Einbindung der lokalen Bevölkerung zurückzuführen (Local Energy Consulting 2020).

223. Finanzielle Beteiligungsmodelle sind ebenfalls geeignet, die Akzeptanz von Wind-Projekten zu erhöhen. Sie können (wahrgenommene) „Kosten“ einer Windanlage, beispielsweise durch Schattenwurf oder Beeinträchtigung des Landschaftsbilds, abgelten, indem die Erträge aus dem Stromverkauf unter den Anwohnern und Anlagenbetreibern aufgeteilt werden (Vuichard et al 2019; Lienhoop 2018). In Mecklenburg-Vorpommern sind Windanlagenbetreiber bereits seit 2016 dazu verpflichtet, den Bürgern und Gemeinden in einem Umkreis von fünf Kilometern um die Anlage 20 % der Anteile zum Kauf anzubieten. Alternativ kann sich der Anlagenbetreiber auch dafür entscheiden, zweckgebundene Kompensationszahlungen an die Gemeinden oder die Anwohner zu zahlen oder den Erwerb von Anleihen anzubieten (Ministerium für Energie Infrastruktur und Landesentwicklung Mecklenburg-Vorpommern 2016). Die im EEG 2021 vorgesehene Regelung, eine verpflichtende Zahlung an die Kommune zu leisten, dürfte ein geeigneter erster Schritt hin zu mehr Akzeptanz sein.

224. Eine geringe Akzeptanz von Unbekanntem ist ein häufiges Phänomen, das auch mit Blick auf Windanlagen beobachtet wird (Langer et al. 2016; Devine-Wright 2005; AEE 2020). Eine repräsentative Umfrage der AEE aus dem Jahr 2019 ergibt, dass rund 51 % der Bevölkerung die Errichtung einer Windenergieanlage im eigenen Wohnumfeld gut bzw. sehr gut fände, während dieser Wert bei der Teilgruppe Befragten, die bereits Windanlagen in der Nachbarschaft haben, bei 63 % liegt (AEE 2020). Zudem steigt in der Regel die lokale Akzeptanz nach Inbetriebnahme von Windenergieanlagen (Devine-Wright 2005). Ein wohlüberlegter Ausbau auch in der Fläche könnte so einen sich selbst verstärkenden Prozess der Akzeptanzsteigerung auslösen.

6 Netzinfrastruktur

Das Wichtigste in Kürze

Für ein funktionierendes Energiesystem spielt die Netzinfrastruktur eine zentrale Rolle. Diese liegt in der Verantwortlichkeit der Netzbetreiber, die der Regulierung durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) unterliegen. Zu den zentralen Aufgaben gehören neben dem sicheren Netzbetrieb auch die Wartung und Optimierung des Bestandsnetzes sowie der zusätzliche Netzausbau, um die Netzinfrastruktur auf ein klimaneutrales Deutschland im Jahr 2050 auszurichten. Wie im achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung dargestellt, ist die Zuverlässigkeit der Netzinfrastruktur in Deutschland im Hinblick auf Netzstabilität und -qualität weiterhin auf einem sehr hohen Niveau. Allerdings stellen die absehbaren Entwicklungen der kommenden Jahre den Ausbau und sicheren Betrieb der Netze vor große Herausforderungen. Zukünftig können Engpassmanagementmaßnahmen wie Redispatch oder Einspeisemanagement auch im Rahmen der Flexibilisierung des Energiesystems herangezogen werden, z. B. wenn deren Einsatz zu geringeren erwarteten Kosten führt als der ansonsten notwendige Netzausbau. Daher empfiehlt die Expertenkommission die Entwicklung eines aussagekräftigeren Indikators für die Funktionsfähigkeit der Netzinfrastruktur für ein zukünftig flexibleres Energiesystem.

Im April 2019 wurde das Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus (NABEG) novelliert, welches durch die deutliche Verkürzung der behördlichen Verfahren zu einem schnelleren Netzausbau führen soll. Die Auswertung des Netzausbaumonitorings zeigt allerdings, dass sich die geplante Gesamtinbetriebnahme der gesetzlich vorgeschriebenen Leitungsvorhaben nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) und dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) auch 2019 weiter verzögert hat. Vor diesem Hintergrund ist zu begrüßen, dass das BMWi ein vorausschauendes Controlling beim Netzausbau für alle Leitungsvorhaben eingeführt hat, welches Beschleunigungspotentiale heben und rechtzeitig Maßnahmen ergreifen soll, um weitere Verzögerungen beim Netzausbau zu vermeiden. Eine regelmäßige und transparente Veröffentlichung des Stands bei den im Controlling festgesetzten Meilensteinen wird empfohlen.

Nach der Bestätigung des Netzentwicklungsplan (NEP) Strom 2019-2030 für das Zieljahr 2030 durch die BNetzA Ende 2019, startete Anfang 2020 der siebte Durchgang der Bedarfsermittlung mit dem NEP 2021-2035. Dieser fokussiert auf das Zieljahr 2035 und unterstellt eine deutlich ambitioniertere Entwicklung der Energiewende, die u. a. das Klimaschutzprogramm 2030, den Klimaschutzplan 2050 (Treibhausgasneutralität) und die deutsche Wasserstoffstrategie berücksichtigt. Die Expertenkommission empfiehlt die Verschärfung der Klimaschutzziele für Deutschland und deren Auswirkungen auch kurz- bis mittelfristig noch einmal zu evaluieren und durch Aufnahme eines Zwischenjahrs 2030 in den NEP 2021-2035 eine Kongruenz der Zeithorizonte herzustellen.

Gemäß EU-Verordnung über den Elektrizitätsbinnenmarkt (EU 2019/943) muss Deutschland seine für den europäischen Stromhandel zur Verfügung stehenden Handelskapazitäten bis 2025 auf 70 % der grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten erhöhen. Insbesondere die Umsetzung der Maßnahmen aus dem Aktionsplan Gebotszone zur Erreichung dieses verbindlichen Zielpfades kann in den kommenden Jahren weitreichende Auswirkungen auf den Netzbetrieb haben und erfordert eine enorme Kraftanstrengung aller beteiligten Akteure. Bei Nichterreichung droht eine Aufteilung der deutschen Gebotszone, was es nach Ansicht der Expertenkommission zu verhindern gilt. Statt einer starren Aufteilung in Gebotszonen kann alternativ verstärkt auf regionale marktorientierte Anreize für Flexibilität gesetzt werden.

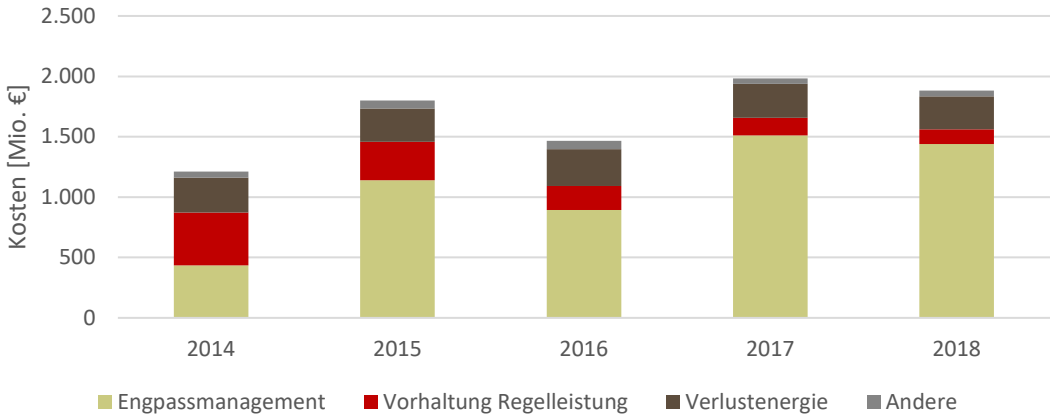
Mit Blick auf das Ziel der Klimaneutralität im Jahr 2050 ist ein schneller und auf europäischer Ebene langfristig koordinierter Ausbau der Stromnetze erforderlich, um diese an den Anforderungen des zukünftigen Energiesystems auszurichten und die Ausbauziele bei den erneuerbaren Energien erreichen zu können. Zudem werden Speicher mit verschiedenen Volumina benötigt, um eine zeitliche Unabhängigkeit von Erzeugung und Verbrauch

insbesondere im Bereich der Stromversorgung zu ermöglichen und damit die Netze zu entlasten sowie die Kosten der Netzsystemdienstleistungen zu reduzieren. Neben den Stromnetzen müssen allerdings auch die Infrastrukturen für den Transport, die Verteilung und die Speicherung von Wasserstoff und synthetischen Energieträgern frühzeitig angepasst und ausgebaut werden (als „No-regret“ Maßnahme, vgl. Kapitel 3).

6.1 Engpassmanagement im Übertragungsnetz

225. Die Kosten für die Systemdienstleistungen[45], die von den Letztverbrauchern über die Netzentgelte bezahlt werden, setzen sich im Wesentlichen aus den Kosten für die Vorhaltung von Regelleistung, die Beschaffung von Verlustenergie sowie den Kosten zusammen, die durch die Behebung von Netzengpässen entstehen (Engpassmanagement). Die Bundesregierung stellt in Kapitel 12 (Netzinfrastruktur) ihres Berichts richtig fest, dass die im Jahr 2018 angefallenen Kosten im Vergleich zu 2017 leicht gesunken sind (um ca. 101,8 Mio. Euro bzw. 5,1 %). Damit handelt es sich allerdings immer noch um den zweithöchsten bisher aufgetretenen Wert. Abbildung 18 stellt die Entwicklung der wichtigsten Kostenpositionen der Systemdienstleistungen grafisch dar: Alle Kostenpositionen liegen im Jahr 2018 leicht unter Vorjahresniveau. Die prozentual deutlichsten Einsparungen konnten bei den Kosten für die Vorhaltung von Regelleistung erzielt werden (> 15 %). Grund hierfür ist das abermals zurückgegangene Volumen an Vorhaltung der drei Regelleistungsarten (BNetzA/BKartA, 2020).

Abbildung 18: Entwicklung der Kosten für Systemdienstleistungen[46]



Quellen: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA/BKartA (2020)
Anmerkung: In den Kosten für das Engpassmanagement sind aus Gründen der Vereinfachung auch die Kosten für den spannungsbedingten Redispatch enthalten.

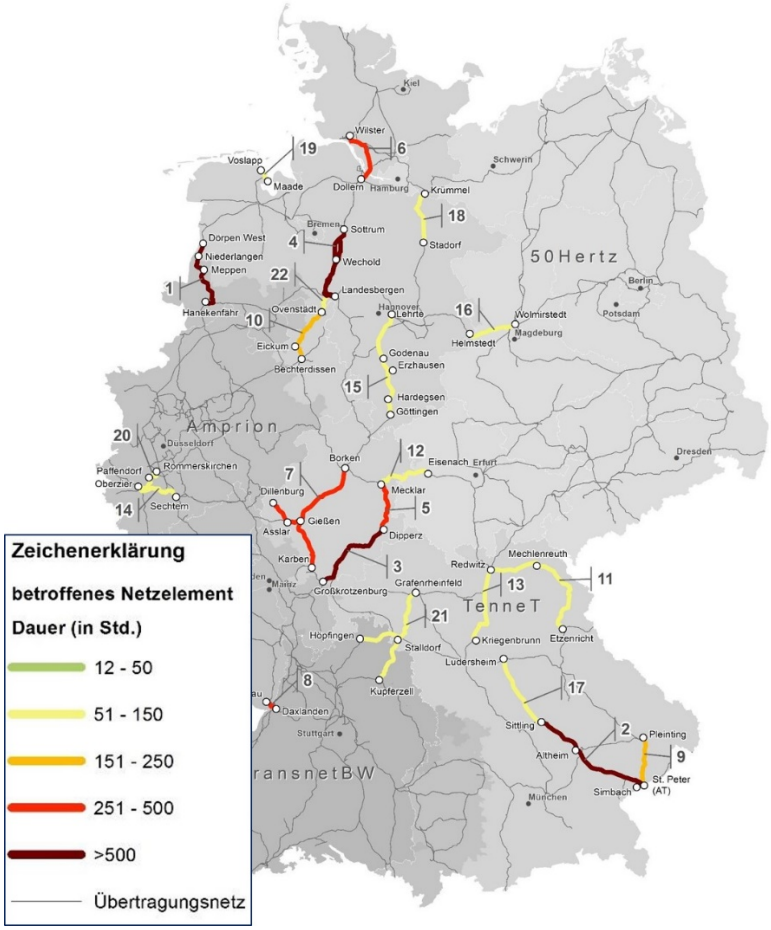
226. Die Behebung von Netzengpässen im Übertragungsnetz erfolgt im Wesentlichen über konventionelle Kraftwerke (im Rahmen des Redispatch und durch Netzreservekraftwerke) sowie die Abregelung erneuerbarer Erzeuger (Einspeisemanagement). Laut Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) gab es in 2018 eine allgemeine Verlagerung der Engpässe in die Regionen südlich und westlich der Elbe (vgl. Abbildung 19). Sehr hoher Redispatchbedarf fiel dabei zum einen im Nordwesten an, wobei der Zuwachs im Vergleich zu 2017 u. a. auf den

[45] Beinhaltet folgende Komponenten: Entschädigungsansprüche für Einspeisemanagement, Vorhaltung der Regelleistung (Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve), Verlustenergie, Blindleistung, Schwarzstartfähigkeit, Redispatch, Countertrading, Vorhaltung und Einsatz Reservekraftwerke und Vorhaltung abschaltbare Lasten (BNetzA/BKartA, 2020).

[46] Anders als im Monitoring-Bericht der Bundesregierung in Abbildung 12.3, enthält Abbildung 18 keine Daten für 2019, da noch nicht alle Kostenkomponenten vorliegen, und dadurch ein irreführender Eindruck entstehen könnte.

Zubau von Offshore-Kapazitäten zurückzuführen ist, ohne zeitgleichen Rückgang der konventionellen Erzeugungsleistung in der Region. Auch die bereits in 2017 stark überlasteten Leitungen im Süden von Bayern nahe der österreichischen Grenze wurden in 2018 noch häufiger überlastet. Allerdings zeigt sich ab dem vierten Quartal 2018 durch die Aufteilung der deutsch-österreichischen Preiszone in zwei separate Preiszonen eine entlastende Wirkung. Auch führt 2018 der voranschreitende Netzausbau zu einer Reduzierung des Redispatchbedarfs, siehe insbesondere die Leitung Remptendorf-Redwitz an der thüringisch-bayerischen Grenze mit einem Rückgang der Einspeisereduzierung 2017 von 2.455 GWh auf 2 GWh in 2018 durch die Inbetriebnahme der Thüringer Strombrücke. Insgesamt war im Jahr 2018 eine leichte Reduzierung beim Umfang und den Kosten der Redispatchmaßnahmen zu verzeichnen – was sich 2019 sogar noch stärker fortgesetzt hat (vgl. Abbildung 20). Abbildung 19 zeigt aber auch, dass die Netzengpässe in Deutschland entlang der kompletten Nord-Süd-Achse auftreten.

Abbildung 19: Dauer von strombedingten Redispatch Einzelüberlastungsmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Gesamtjahr 2018 gemäß Meldungen der ÜNB

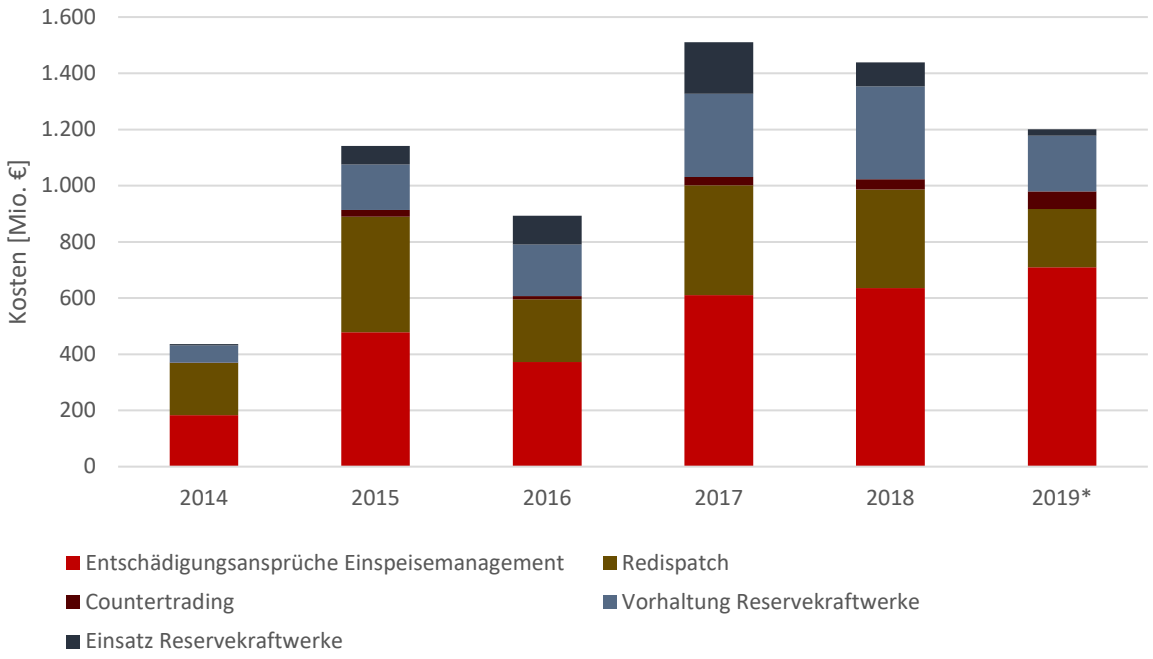


Quelle: BNetzA/BKartA (2020), Abbildung 53
Anmerkung: Die Zahlen neben den Leitungen geben die Reihenfolge der am häufigsten von Redispatch betroffenen Netzelemente wieder.

227. Der Rückgang der Kosten für das Netzengpassmanagement von 2017 auf 2018 wird vor allem durch den Rückgang der Redispatchkosten und der Kosten für den Einsatz der Reservekraftwerke getrieben, während alle anderen Komponenten sogar leicht gestiegen sind. Die deutliche Reduzierung in 2019 wird durch den starken

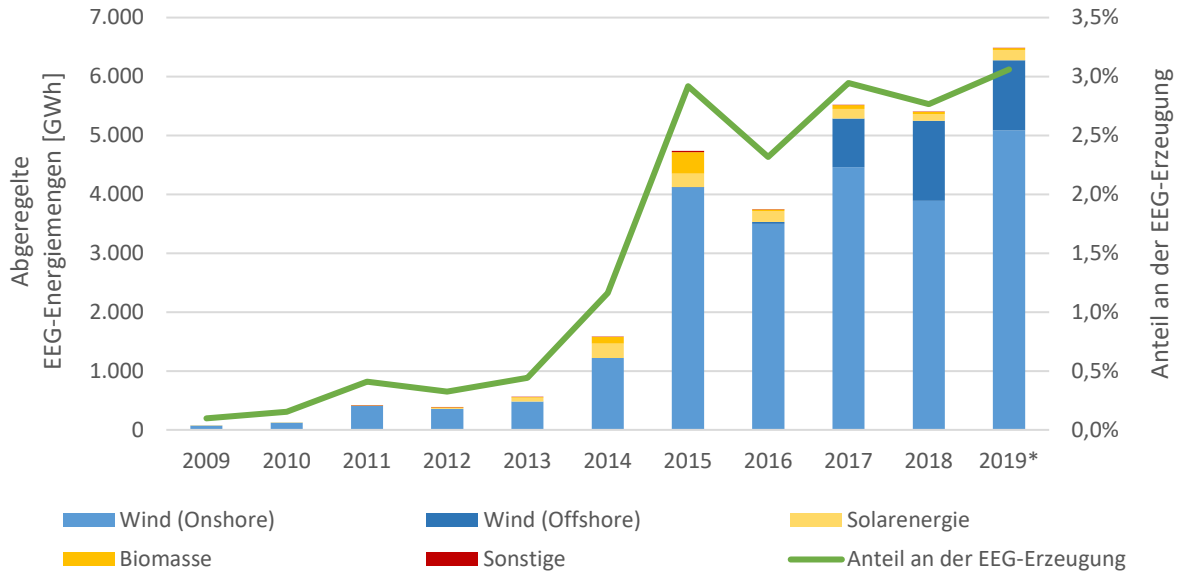
Rückgang der Redispatchkosten und der Kosten für die Vorhaltung und den Einsatz von Reservekraftwerken getrieben, während auch hier die Entschädigungsansprüche aus dem Einspeisemanagement und die Kosten für Countertrading seit 2016 weiter kontinuierlich angestiegen sind (vgl. Abbildung 20). Die abgeregelte Energiemenge der erneuerbaren Erzeuger im Rahmen des Einspeisemanagements ist 2018 nahezu konstant geblieben und dann 2019 weiter gestiegen. Nachdem sich der Anteil an der EEG-Erzeugung seit 2015 (bis auf das windschwache Jahr 2016) auf konstantem Niveau knapp unter 3 % befand, wurde 2019 die Marke von 3 % das erste Mal überschritten (vgl. Abbildung 21). Der Anstieg ist hauptsächlich auf einen Anstieg der Abregelung von Wind Onshore-Anlagen um über 30 % zurückzuführen. Der Anteil der abgeregelten Wind Offshore-Anlagen an der gesamten abgeregelten Energiemenge ist 2018 auf 25 % angestiegen (nach 15 % im Vorjahr), aber 2019 wieder auf 15 % zurückgegangen.

Abbildung 20: Entwicklung der Kosten für das Netzengpassmanagement



Quellen: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA/BKartA (2020) und eigenen Berechnungen
*Werte für 2019 auf Basis von BNetzA (2020a)

Abbildung 21: Abgeregelte EEG-Energiemengen im Rahmen des Einspeisemanagements

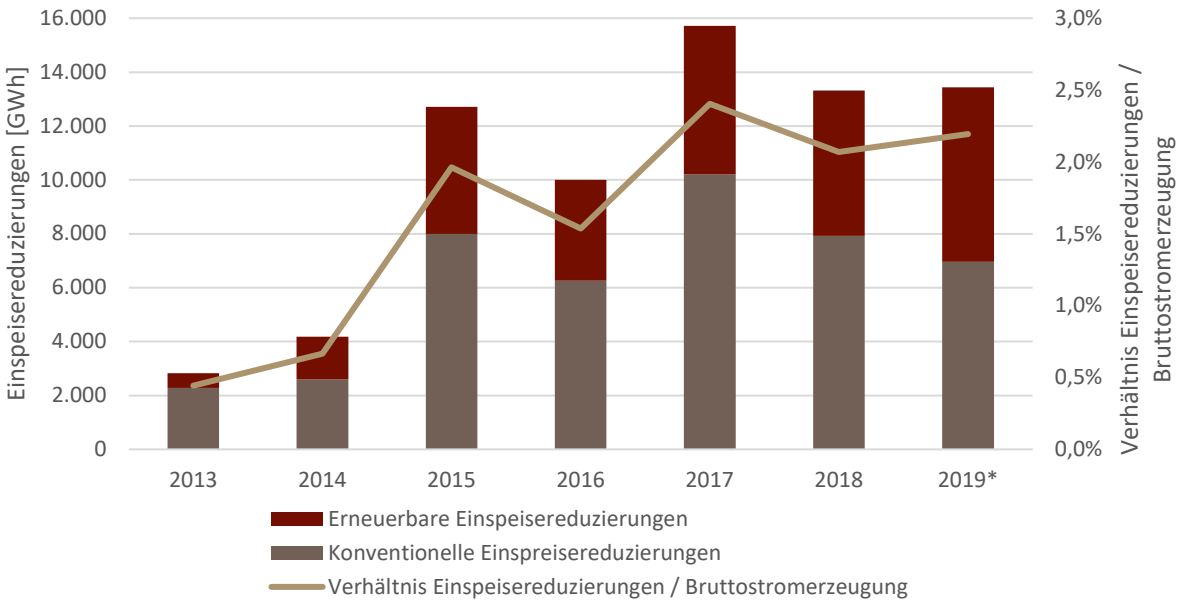


Quellen: Eigene Darstellung auf Basis von BMWi (2020a), BNetzA/BKartA (2020) und eigenen Berechnungen

*Werte für 2019 auf Basis von BNetzA (2020a)

228. In ihrer Stellungnahme von 2019 hat die Expertenkommission für ein vollständiges Bild der Netzengpassmanagementmaßnahmen die Summe aller Einspeisereduzierungen (konventionell wie erneuerbar) sowie das Verhältnis zur Bruttostromerzeugung als Indikator für die netzseitige Versorgungssicherheit (bzw. Systemsicherheit) verwendet (vgl. Absatz 415 in EWK, 2019, und Abbildung 22). Nach einem deutlichen Anstieg dieses Verhältnisses von unter 0,5 % in den Jahren vor 2014 bis zu seinem Höhepunkt von 2,4 % in 2017 ist der Wert 2018 und 2019 wieder leicht unter diese Marke gesunken. Damit steht etwa jeder 45. Kilowattstunde Bruttotromerzeugung eine abgeregelte Kilowattstunde Erzeugungsleistung gegenüber (Verhältnis Einspeisereduzierungen / Bruttostromerzeugung von 2,2 % in 2019).

Abbildung 22: Entwicklung der Einspeisereduzierungen zur Behebung von Netzengpässen



Quellen: Eigene Darstellung auf Basis von BMWi (2020b), BNetzA/BKartA (2014, 2016a, 2016b, 2017, 2019, 2020) und eigenen Berechnungen
*Werte für 2019 auf Basis von BNetzA (2020a)

229. Wie im achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung dargestellt, ist die Zuverlässigkeit der Netzinfrastruktur in Deutschland im Hinblick auf Netzstabilität und -qualität weiterhin auf einem sehr hohen Niveau. In den kommenden Jahren werden Entwicklungen wie der Atomausstieg bis 2022, der Kohleausstieg bis spätestens 2038, der weiter voranschreitende EE-Ausbau (insb. Wind Offshore), die gesetzlich vorgeschriebene Erhöhung der EU-Handelskapazitäten (vgl. unten) und die Zunahme transeuropäischer Transitflüsse den sicheren Betrieb der Netze allerdings vor große Herausforderungen stellen. Vor diesem Hintergrund ist ein kontinuierliches Monitoring der Auswirkungen auf Mengen und Kosten des Engpassmanagements von großer Bedeutung, da diese als Indikator für die Netzüberlastung gelten und über das Netzentgelt von den Endkunden bezahlt werden. Zukünftig können Engpassmanagementmaßnahmen wie Redispatch oder Einspeisemanagement aber auch im Rahmen der Flexibilisierung des Energiesystems herangezogen werden, z. B. wenn deren Einsatz zu geringeren erwarteten Kosten führt als der ansonsten notwendige Netzausbau (vgl. Kapitel 6.2). Daher empfiehlt die Expertenkommission die Entwicklung eines aussagekräftigeren Indikators für die Funktionsfähigkeit der Netzinfrastruktur, wie z. B. einen Indikator, der die Abweichungen von der Normspannung erfasst, die noch nicht zu einem Totalausfall der Versorgung führen.

230. Im „Clean Energy Package“ der Europäischen Union wird marktbasierter Redispatch als grundsätzlich verpflichtendes Prinzip im Engpassmanagement definiert, von dem nur unter bestimmten Bedingungen abgewichen werden darf. Um zu untersuchen, ob solche marktbasierten Ansätze tatsächlich einen hilfreichen Beitrag zur Verbesserung beim Engpassmanagement leisten können, wurde das Vorhaben „Untersuchung zur Beschaffung von Redispatch“ vom BMWi in Auftrag gegeben (vgl. BMWi, 2019a). Dabei hat sich gezeigt, dass stärker marktbasierte Beschaffungskonzepte zwar grundsätzlich den Vorteil mit sich bringen, zusätzliche Potentiale für den Redispatch besser erschließen zu können. Dieser Vorteil wird aber vor allem von zwei Nachteilen überwogen: Zum einen bestehen durch das Nebeneinander eines zonalen und eines lokalen Marktes Anreize für sogenannte „Inc-Dec-Gebotsstrategien“, wobei Akteure bei ihren Geboten am zonalen Markt die erwarteten lokalen Preise

am Redispatchmarkt antizipieren und verzerrte Gebote abgeben („Inc“ für increase, „Dec“ für decrease). Folge sind eine Verstärkung der Engpässe, eine Erhöhung der Redispatch-Mengen, investive Fehlanreize und außerdem Windfall Profits für einige Akteure. Der zweite Nachteil besteht darin, dass sich bei lokal stärker aufgelösten Märkten die Marktkonzentration und damit die Anfälligkeit für die Ausübung von Marktmacht erhöhen. Durch das Vorhaben wurden die grundsätzlichen Bedenken gegenüber einem Redispatchmarkt unterstrichen. Die Expertenkommission teilt die Einschätzung aus dem Vorhaben, dass es keine ausreichende Begründung für einen Umstieg auf einen marktbasierten Redispatch gibt.

231. Im Oktober 2020 wurde das Gesetz zur marktgestützten Beschaffung von Systemdienstleistungen verabschiedet, welches die Einführung transparenter, diskriminierungsfreier und marktgestützter Beschaffungsverfahren für sogenannte nicht frequenzgebundene Systemdienstleistungen[47] im Strombereich ermöglicht. Vor diesem Hintergrund empfiehlt die Expertenkommission weitere Untersuchungen zu veranlassen, um das Potential (regionaler) marktbasierter Beschaffungsmechanismen im Rahmen weiterer Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen zu analysieren (dazu gehört z. B. auch die Diskussion zur Einführung von (regionalen) Flexibilitätsmärkten, vgl. unten).

232. Ein weiteres Mittel, um auf strukturelle Netzengpässe innerhalb einer Gebotszone zu reagieren, ist die Aufteilung in eine oder mehrere Gebotszonen. Die Bundesregierung spricht sich allerdings gegen eine Aufteilung der deutschen Gebotszone entlang der Nord-Süd-Engpässe aus („Deutschland zeichnet sich durch eine einheitliche Stromgebotszone aus.“, vgl. BMWi, 2019b). Die Entscheidung über eine Aufteilung der Gebotszonen liegt aber mit der novellierten EU-Strommarktverordnung in letzter Instanz bei der EU-Kommission (vgl. Verordnung (EU) 2019/943). Zur Stärkung des europäischen Binnenmarktes sollen bestehende Leitungskapazitäten zwischen Gebotszonen auf dem Day-Ahead-Markt in höhere Maße verfügbar gemacht werden. Die Berechnung der interzonalen Handelskapazitäten berücksichtigt das zu erwartende Marktgeschehen und die Abbildung der Netztopologie im Market Clearing am Day-Ahead-Markt (Zone zu Zone (NTC) oder „Flow-based Market Coupling“ (FBMC)). Ein Teil der physischen Leitungskapazitäten ist für ungeplante Ringflüsse und Sicherheitsmargen zu reservieren. Strukturelle Netzengpässe innerhalb einer Gebotszone können ein weiterer limitierender Faktor sein. Ein Beispiel hierzu sind reduzierte Handelskapazitäten mit Nachbarzonen, falls eingehende Stromflüsse in Regionen der Gebotszone mit Stromüberschuss erfolgen würden. Die EU-Strommarktverordnung sieht vor, dass ab dem 1. Januar 2020 mindestens 70 % der grenzüberschreitenden Leitungskapazität für den Stromhandel freigegeben werden müssen. Von diesem Wert ist das deutsche Übertragungsnetz momentan weit entfernt.

233. Um die Aufteilung der innerdeutschen Gebotszone abzuwenden, hat die Bundesregierung im Januar 2020 gemäß der EU-Strommarktverordnung einen Maßnahmenkatalog („Aktionsplan Gebotszone“, vgl. BMWi, 2020c) vorgelegt. Damit erhält sie eine Übergangsfrist bis zum Jahr 2025, um die Stromhandelsvorgabe von 70 % über einen linear ansteigenden Pfad zu erreichen. Voraussetzung für diese Übergangsfrist sind strukturelle interne Engpässe. In einem entsprechenden Bericht über strukturelle Engpässe, haben die deutschen ÜNB eine Analyse durchgeführt, die zeigt, dass eine unmittelbare Anwendung der Mindesthandelskapazität von 70 % ab dem 1. Januar 2020 zu (im Sinne der EU-Strommarktverordnung) strukturellen Engpässen im deutschen Übertragungsnetz führen würde (vgl. ÜNB, 2019). Viele Leitungen würden in mehr als 400 Stunden pro Jahr (also ca. 5 % aller Stunden) Engpässe aufweisen. Die Engpässe wären über das gesamte deutsche Übertragungsnetz verteilt und würden keinen eindeutigen Weg für den Verlauf einer Gebotszonenteilung vorzeichnen (ähnlich wie das auch in den vergangenen Jahren schon zu beobachten war, vgl. z. B Abbildung 19). Dies unterscheidet Deutschland von

[47] Zu diesen Systemdienstleistungen, die dem Erhalt der Versorgungssicherheit dienen, gehören Spannungsregelung, Trägheit der lokalen Netzstabilität, Kurzschlussstrom, dynamische Blindstromstützung, Inselbetriebsfähigkeit und Schwarzstartfähigkeit.

anderen Ländern, wie etwa Schweden oder Italien, deren Netztopologien eindeutigere Gebotszonengrenzen erlauben.

234. Die im Aktionsplan Gebotszone beschriebenen Maßnahmen zur Verringerung von Netzengpässen und zur Verbesserung des grenzüberschreitenden Redispatch untergliedern sich in nationale Maßnahmen (u. a. Maßnahmen zur Erhöhung der Stromübertragungskapazität, zur Beschleunigung des Netzausbaus und zur Verbesserung des Engpassmanagements) sowie in regionale Initiativen der grenzüberschreitenden Zusammenarbeit. Dazu gehört z. B. auch eine stärkere regionale Steuerung des Zubaus von EE-Anlagen, um der wachsenden Entfernung zwischen Erzeugung und Last entgegenzuwirken, was auch von der Expertenkommission gefordert wird (vgl. Kapitel 5.2). Außerdem wird in dem Aktionsplan der lineare Anstieg der Handelskapazitäten auf 70 % bis Ende 2025 einschließlich der Grundsätze der Berechnung der Kapazitäts-Startwerte dargestellt, welche sich regional unterscheiden können. Die Expertenkommission stellt fest, dass diese Entwicklungen im Monitoring-Bericht der Bundesregierung nur unzureichend berücksichtigt werden, obwohl die Umsetzung der Maßnahmen aus dem „Aktionsplan Gebotszone“ zur Erreichung des verbindlichen Zielpfades zur Steigerung der internationalen Handelskapazitäten in den kommenden Jahren weitreichende Auswirkungen auf den Netzbetrieb haben kann und dabei eine enorme Kraftanstrengung aller beteiligten Akteure erfordert. Bei Nichterreichung droht gemäß der EU-Strommarktverordnung (EU 2019/943) eine Aufteilung der deutschen Gebotszone, was es nach Ansicht der Expertenkommission zu verhindern gilt.

235. Die verfügbaren Handelskapazitäten werden u. a. auch durch die zu erwartenden Kosten für die Engpassbewirtschaftung beeinflusst. Dabei können interne Engpässe bei der Berechnung von Handelskapazitäten eher als nachrangig betrachtet werden, falls aus dem Marktergebnis resultierende Engpässe innerhalb einer Gebotszone durch nachträgliche Anpassung der Erzeugung und Nachfrage kostengünstig zu beheben sind. Redispatch 2.0 ist eine Maßnahme die Kosten der Engpassbewirtschaftung ab Oktober 2021 zu reduzieren, indem Redispatch und Einspeisemanagement zusammengelegt werden und die Anlagenleistung für eine verpflichtende Teilnahme von 10 MW auf bis zu 100 kW reduziert wird. Um konventionelle Anlagen weiterhin vorrangig zu nutzen, werden EE-Anlagen mit Faktoren belegt, die sie in der Rangfolge der Optionen nach hinten verschieben. Diese Mindestfaktoren wurden Ende November 2020 von der BNetzA festgelegt (vgl. BNetzA, 2020d).

236. Auch mit dem Redispatch 2.0 besteht weiterhin eine sehr zentralisierte Ausgestaltung des Strommarkt 2.0. Es gibt mit einer Gebotszone einen einheitlichen Großhandelspreis und mit dem Redispatch 2.0 eine zentrale Planung des Redispatch durch die Übertragungsnetzbetreiber für eine große Anzahl an teils kleinen Erzeugungsanlagen und Stromspeichern. Auf der anderen Seite wird sich im Stromsystem der Trend zu einer kleinteiligeren Erzeugungs- und Nachfragestruktur fortsetzen, u. a. durch den weiteren Zubau von Photovoltaikanlagen und Batteriespeichern sowie die zunehmende Elektrifizierung und Sektorenkopplung in den Bereichen Mobilität, Wärme und Industrie. Dadurch sind zunehmende Ineffizienzen (z. B. fehlende regionale Anreize) und Kosten zu erwarten, die durch Netzausbau alleine nur teilweise zu beheben sind.

237. Daraus ergibt sich die Frage in wie weit in Zukunft eine zentrale Steuerung dieser Anlagen, im Rahmen einer einheitlichen Gebotszone und mit regionalem Redispatch 2.0, technisch und ökonomisch sinnvoll ist. Statt einer starren Aufteilung in Gebotszonen kann alternativ verstärkt auf regionale marktorientierte Anreize für Flexibilität gesetzt werden. So wurden z. B. im oben diskutierten BMWi Projekt „Untersuchung zur Beschaffung von Redispatch“ regionale Flexibilitätsmärkte als eine marktbasierte Erweiterung des bestehenden Marktdesigns diskutiert. Flexibilitätsmärkte können eine regionale marktbasierte Ergänzung zum Redispatch 2.0 auf Verteilnetzebene darstellen, wobei Akteure selbst über ihre Teilnahme und ihre Gebote entscheiden. Sie stellen somit eine Verknüpfung von Markt und Netz dar (Ecofys und Fraunhofer IWES, 2017) und ermöglichen die Integration von einer großen Anzahl an neuen Marktteilnehmern. Im BMWi Projekt wird kritisch angemerkt, dass

eine sequentielle Abfolge zweier inkonsistenter Märkte zu Ineffizienzen und strategischem Verhalten führen können. Erforderliche Anpassungen von Marktregeln für Flexibilitätsmärkte, um mögliche Ineffizienzen zu reduzieren, befinden sich aktuell in allgemeiner Diskussion (vgl. z. B. das Projekt EOM+[48]). Im Rahmen des Förderprogramms „Schaufenster intelligente Energie - Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG, z. B. enera Flexmarkt, NEW 4.0, C/Sells, WindNODE, und DESIGNNETZ) werden bereits unterschiedliche Konzepte für Flexibilitätsmärkte in Deutschland entwickelt und erprobt. Schittekatte und Meeus (2020) diskutieren Pilotprojekte für Flexibilitätsmärkte auf europäischer Ebene (Piclo Flex, Enera, GOPACS und NODES) bezüglich der Kategorien, ob diese Märkte in die bestehende Abfolge der Strommärkte integriert sind, der Betreiber eine dritte Person ist, es Reservierungszahlungen gibt, Produkte standardisiert sind, Koordination zwischen Übertragungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber besteht und Verteilnetzbetreiber für die Organisation untereinander kooperieren. Insgesamt zeigt sich, dass Potential vorhanden ist, die aktuell noch sehr zentralistisch ausgestalteten Strommärkte mit Hilfe von regionalen Flexibilitätsmärkten an die in den kommenden Jahren anstehenden Veränderungen des Energiesystems anzupassen. Die Expertenkommission empfiehlt zu prüfen, wie dieses Potenzial genutzt werden kann und wie durch eine Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens die Wirtschaftlichkeit dauerhaft gewährleistet werden kann.

6.2 Ausbau der Übertragungsnetze

238. Im April 2019 wurde das Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus (NABEG) novelliert, welches durch die deutliche Verkürzung der behördlichen Verfahren zu einem schnelleren Netzausbau führen soll. Ein Vergleich der Zielpfade aus dem Netzausbaumonitoring für die Gesamtinbetriebnahme der gesetzlich vorgeschriebenen Leitungsvorhaben nach dem Energieleitungsausbaugesetz und dem Bundesbedarfsplangesetz zwischen dem jeweils ersten Netzausbaumonitoring, dem Jahr 2018 und dem Jahr 2019 zeigt eine weitere Verzögerung des Übertragungsnetzausbaus. Aus Sicht der Expertenkommission lässt der Monitoring-Bericht das Ausmaß der Verzögerung nur unzureichend erkennen.

239. Das Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG) von 2009 und das Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) von 2013, welches alle zwei Jahre durch die im Netzentwicklungsplan identifizierten und von der BNetzA bestätigten Netzausbaumaßnahmen ergänzt wird, verankern die wichtigsten Netzausbauvorhaben für ein funktionierendes Stromübertragungssystem. Jedoch entstanden immer wieder Verzögerungen beim Netzausbau. Bis Ende 2019 wurden insgesamt 1.278 der aktuell geplanten 7.656 Kilometer der EnLAG- und BBPlG-Vorhaben fertiggestellt (BNetzA, 2020b). Gegenüber 2018 (1.050 Kilometer) entspricht dies einem Zuwachs von 228 Kilometern. Zu den im Rahmen des Netzausbaumonitoring veröffentlichten Zahlen der fertiggestellten Leitungskilometer werden allerdings auch schon gebaute Abschnitte einzelner Leitungen gezählt, die erst zum Teil gebaut wurden und daher noch nicht genutzt werden können. Die Expertenkommission erachtet diese Angabe alleine als nicht zielführend und empfiehlt eine transparentere Berichterstattung zu wählen, z. B. durch Aufnahme einer weiten Kategorie für die schon in Betrieb genommenen bzw. grundsätzlich einsatzbereiten Leitungskilometer (d. h. Kategorien Fertigstellung und Inbetriebnahme).

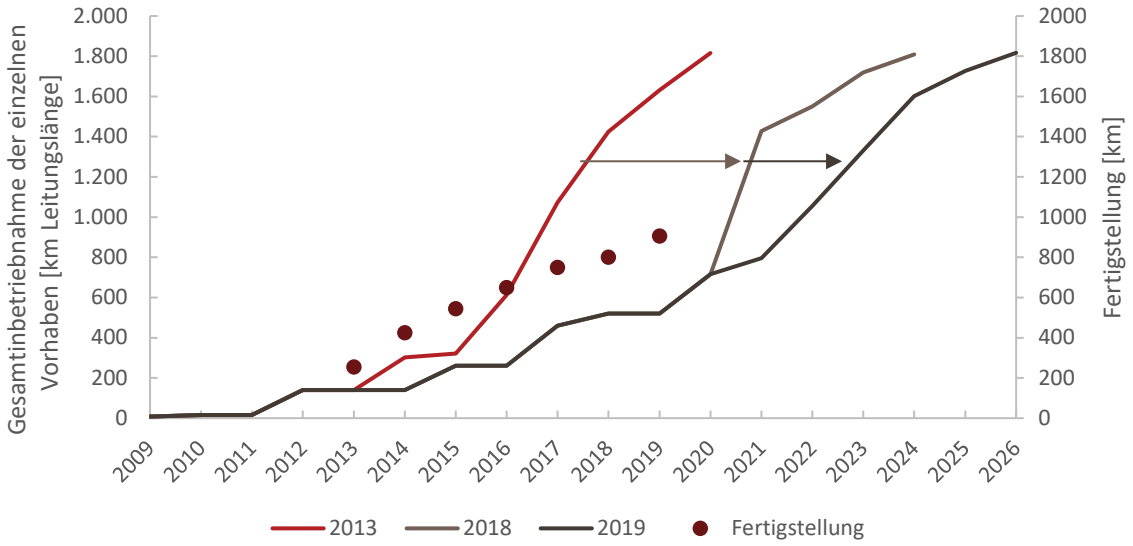
240. Mit jedem weiteren Berichtsjahr werden die Termine der Gesamtinbetriebnahme der einzelnen Leitungsvorhaben weiter nach hinten geschoben. Abbildung 23 und Abbildung 24 verdeutlichen den Umsetzungsfortschritt. Es wird das jeweils erste öffentlich verfügbare Berichtsjahr (2013 für ENLAG und 2016 für

[48] Im Verbundvorhaben „EOM-Plus“ (Laufzeit 2019 bis 2022) erfolgt eine Analyse der kurz- und mittelfristigen Auswirkungen von marktbasierten Engpassinstrumenten als regionale und temporäre Ergänzung zum bestehenden „Energy Only“-Strommarktdesign.

BBPlG) mit den Jahren 2018 und 2019 verglichen. Dabei werden zum einen die Fortschritte bei den fertiggestellten Leitungskilometern auf der Sekundärachse angegeben. Zum anderen wird die sukzessive Anpassung der Zielpfade der Gesamtinbetriebnahme der einzelnen Vorhaben auf der Primärachse dargestellt. In den bisherigen Berichten der Expertenkommission einschließlich des Berichtsjahres 2018 beim Netzausbaumonitoring (vgl. EWK, 2019, Abbildungen 51 und 52) wurden die historische und die geplante Fertigstellung aller Leitungsabschnitte innerhalb der einzelnen Vorhaben dargestellt. Allerdings hat sich hier zwischen den Berichtsjahren 2018 und 2019 die Berichterstattung des Netzausbaumonitorings geändert, sodass nun zwar aufgrund des Netzausbau-Controllings (vgl. unten) für jeden Leitungsabschnitt alle notwendigen Planungs- und Umsetzungsschritte aufgelistet werden, wozu bei bereits abgeschlossenen Schritten genau das jeweilige Quartal angegeben wird. Allerdings wurden Prognosen zur Fertigstellung der einzelnen Abschnitte gestrichen, sodass nur noch ein Wert für die geplante Gesamtinbetriebnahme des Vorhabens angegeben ist. Die historischen und geplanten Werte der Gesamtinbetriebnahme bilden somit in diesem Jahr die Grundlage für die grafische Darstellung. Da die Berichte der BNetzA zum Monitoring des Stromnetzausbaus quartalsweise veröffentlicht werden, wird jeweils der Stand zum Ende des Kalenderjahres, also aus dem jeweils vierten Quartal, verwendet. Auch werden seit dem Berichtsjahr 2019 in den Berichten zum Monitoring des Stromnetzausbaus keine Best-Case-Szenarien für die geplante Inbetriebnahme mehr angegeben.

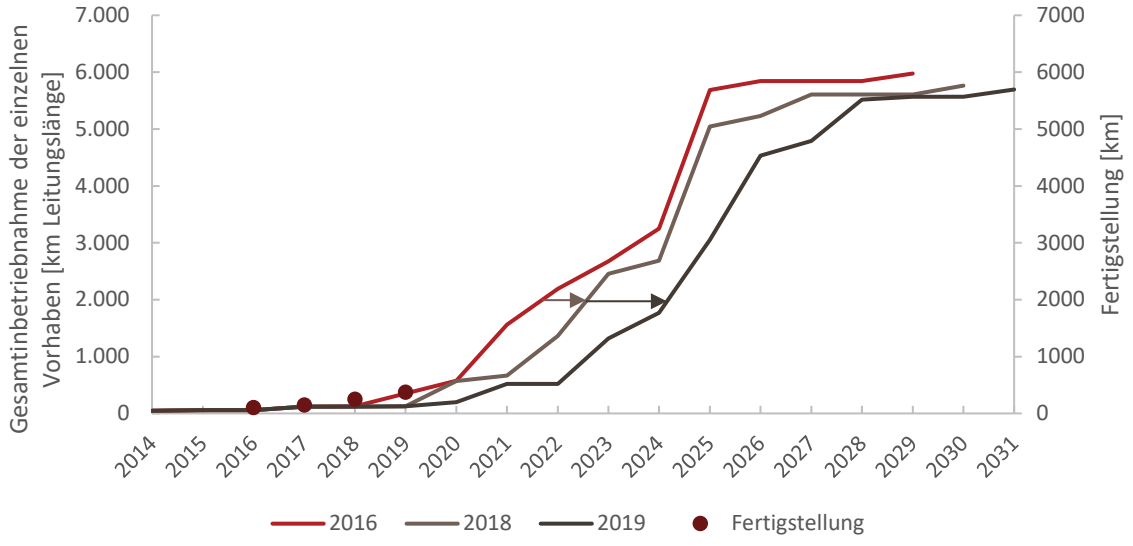
241. Ende 2019 waren insgesamt 906 der 1.826 Kilometer der EnLAG-Vorhaben fertiggestellt (bei einer Gesamtinbetriebnahme der Vorhaben bis Ende 2019 von 521 km). Mit Blick auf die Gesamtinbetriebnahme der EnLAG-Vorhaben (vgl. Abbildung 23) zeigt sich, dass die Prognosen in 2018 und 2019 für das Jahr 2020 noch identisch bei 716 Kilometer liegen. Ab 2021 ergibt sich allerdings in den Prognosen von 2019 eine weitere deutliche Verzögerung der Gesamtinbetriebnahme bei den ENLAG-Vorhaben. Diese zeitliche Verschiebung der Prognosen ist ganz analog zu den Vorjahren auch in diesem Jahr zu beobachten. Eine sehr ähnliche Dynamik zeichnet sich in den Prognosen für die Fertigstellung der Projekte im BBPlG ab (vgl. Abbildung 24). Ende 2019 waren erst 372 der 5.830 Kilometer der BBPlG-Vorhaben realisiert (bei einer Gesamtinbetriebnahme der Vorhaben bis Ende 2019 von 127 km). Auch zwischen den Berichtsjahren 2018 und 2019 hat sich die prognostizierte Gesamtinbetriebnahme der BBPlG-Vorhaben weiter um circa ein bis zwei Jahre nach hinten verschoben. Die Verschiebung zwischen den Jahren 2018 und 2019 ist hier sogar nochmal deutlich größer als zwischen dem ersten Berichtsjahr (2016) und 2018. Da im Monitoring-Bericht der Bundesregierung wie schon in den Vorjahren eine detaillierte Auswertung zum Fortschritt beim Netzausbau ähnlich zu dem Vorgehen der Expertenkommission fehlt, erfolgt auch keine Diskussion möglicher Ursachen für die deutliche Verschiebung bei der geplanten Gesamtinbetriebnahme. Ein Grund könnte sein, dass im Rahmen der Einführung des vorausschauenden Netzausbau-Controllings im Mai 2019 eine realistischere Anpassung der Meilensteine und damit auch der geplanten Gesamtinbetriebnahme erfolgt ist. Zu hoffen bleibt nun, dass dadurch zukünftig keine oder nur noch eine deutlich geringere Verschiebung auftritt.

Abbildung 23: Realisierter Netzausbau und sukzessive Anpassung der Zielpfade der Gesamtinbetriebnahme nach EnLAG



Anmerkung: Stand des Ausbaus und der Zielpfade jeweils zum Ende des Kalenderjahres. 2013 fand das erste Netzausbaumonitoring für die ENLAG-Vorhaben statt. Im realisierten Netzausbau (Sekundärachse) sind auch fertiggestellte Teilabschnitte einzelner Leitungen ausgewiesen, die noch nicht notwendigerweise in Betrieb sind.
Quellen: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA (2013, 2019a, 2020b)

Abbildung 24: Realisierter Netzausbau und sukzessive Anpassung der Zielpfade der Gesamtinbetriebnahme nach BBPlG



Anmerkung: Stand des Ausbaus und der Zielpfade jeweils zum Ende des Kalenderjahres. 2016 fand das erste Netzausbaumonitoring für die BBPlG-Vorhaben statt. Im realisierten Netzausbau (Sekundärachse) sind auch fertiggestellte Teilabschnitte einzelner Leitungen ausgewiesen, die noch nicht notwendigerweise in Betrieb sind.
Quellen: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA (2017a, 2019a, 2020b)

242. Auch für 2020 sind weitere Verzögerungen beim Netzausbau zu erwarten, die u. a. auch auf die Corona-Pandemie zurückzuführen sind. Im Rahmen des „Mid-term Adequacy Forecast“ (MAF) 2020 wurden die europäischen Übertragungsnetzbetreiber zu ihren Erwartungen über Auswirkungen der Corona-Pandemie auf verschiedene Aspekte der Energiewirtschaft befragt. In Bezug auf die Netzinfrastruktur erlebten 15 von 23 Befragten Verzögerungen bei der Inbetriebnahme oder Stilllegung von Netzprojekten, die von ein paar Monaten bis zu einem halben Jahr reichen. Die Hauptursachen sind Verzögerungen bei der Kapitalbereitstellung für wichtige Netzverstärkungsprojekte, Verzögerungen bei der Lieferung von Ausrüstung, schwierige Arbeitsbedingungen und die eingeschränkte Möglichkeit, öffentliche Anhörungen im Rahmen des Genehmigungsprozesses zu organisieren (ENTSO-E, 2020). Für das Einhalten des Zielpfades für die Ausweitung der verfügbaren grenzüberschreitenden Handelskapazitäten auf 70 % sind die weiteren Verzögerungen beim Netzausbau eine zusätzliche große Herausforderung, da der Netzausbau eine der zentralen Maßnahmen im „Aktionsplan Gebotszone“ darstellt.

243. Vor diesem Hintergrund ist zu begrüßen, dass Bund und Länder ein vorausschauendes Netzausbau-Controlling für alle Leitungsvorhaben eingeführt haben, welches Beschleunigungspotentiale heben und rechtzeitig Maßnahmen ergreifen soll, um weitere Verzögerungen beim Netzausbau zu vermeiden. So wurden im Mai 2019 im Rahmen eines Treffens von BMWi, den Landesministerien, der BNetzA und den Übertragungsnetzbetreibern für alle Leitungsabschnitte der noch ausstehenden ENLAG- und BBPlG-Vorhaben ein konkreter Zeitplan mit Meilensteinen aufgestellt (BMWi, 2019c). Die sechs Meilensteine umfassen jeweils Beginn und Abschluss des Bundesfachplanungs- bzw. Raumordnungsverfahrens und des Planfeststellungsverfahrens sowie Baubeginn und Inbetriebnahme. Ein jährlicher, wenn nicht sogar halbjährlicher, Austausch zum Fortschritt beim Netzausbau wird angestrebt. Im Fall von auftretenden Hemmnissen bei einzelnen Meilensteinen, soll zeitnah eine gemeinsame Lösung durch engen Austausch der beteiligten Akteure erfolgen. Die letzte Aktualisierung der Meilensteine ist im Rahmen des Umsetzungsberichts zum NEP 2019-2030 Ende September 2020 erfolgt (ÜNB, 2020a). Der Umsetzungsbericht zum NEP Strom muss jeweils spätestens zum 30. September in jedem geraden Kalenderjahr vorgelegt werden und enthält Angaben zum Stand der Umsetzung des zuletzt bestätigten NEP Strom, im Fall von Verzögerungen der Umsetzung die dafür maßgeblichen Gründe sowie Vorschläge zur Verringerung von Risiken, die Verzögerungen hervorrufen können, und zur Beschleunigung der Umsetzung. Eine nur alle zwei Jahre stattfindende Veröffentlichung der aktualisierten Meilensteinliste im Rahmen des Netzausbau-Controllings wäre aus Sicht der Expertenkommission aber nicht ausreichend, um rechtzeitig auf Verzögerungen reagieren zu können. Eine Veröffentlichung im Rahmen des vierteljährlich stattfindenden Netzausbaumonitorings würde sich hier anbieten. Seit 2019 wurden in den Berichten zum Netzausbaumonitoring die einzelnen Leitungsabschnitte durch eine detaillierte Darstellung der Meilensteine ergänzt, die allerdings nur rückblickend mit Angaben zum Umsetzungszeitpunkt ergänzt werden. Anders als in den vorherigen Jahren werden somit seit 2019 keine Prognosen mehr für die zu erwartende Inbetriebnahme einzelner Abschnitte angegeben (vgl. Diskussion oben). Um die Auswirkungen des vorausschauenden Netzausbau-Controllings auf den Fortschritt beim Netzausbau besser bewerten zu können, empfiehlt die Expertenkommission eine regelmäßige und transparente Veröffentlichung des Stands bei den im Controlling festgesetzten Meilensteinen im Rahmen des Netzausbaumonitorings.

244. Angesichts der in den kommenden Jahren zu erwartenden weitreichenden Änderungen des Stromsystems, wie z. B. Atomausstieg, Kohleausstieg, Elektrifizierung verschiedener Sektoren und Zubau Erneuerbare Energien (insb. Wind Offshore), dürfte der verspätete Ausbau der EnLAG-Vorhaben insbesondere in den frühen 2020er Jahren problematisch sein und die Nord-Süd-Transportaufgabe weiter zuspitzen. Daher ist es wichtig, dass die Systemsicherheit nicht nur in der Rückschau analysiert wird (vgl. Quartalsberichte zur Netz- und Systemsicherheit). Auch eine vorausschauende Beurteilung der Systemsicherheit in der kurzen Frist ist notwendig, um Probleme rechtzeitig erkennen und angemessene, kurzfristige Lösungskonzepte erarbeiten und umsetzen zu

können.[49] Langfristig (mit Perspektive auf 2030) ist zwar eine Fertigstellung der EnLAG-Vorhaben zu erwarten, aber auch dann ist mit weiteren Verzögerungen bei den BBPlG-Vorhaben zu rechnen, insbesondere dann, wenn die Gesellschaft nicht angemessen an dem Prozess beteiligt wird. Die Expertenkommission begrüßt daher, dass in dem gesetzlich festgelegten Verfahren zum Netzausbau die Beteiligungsmöglichkeiten der Öffentlichkeit immer weiter ausgebaut werden, um damit eine Akzeptanzsteigerung des Netzausbaus zu erzielen. Ein weiteres Beispiel ist der Bürgerdialog Stromnetz[50], der mit dem Ziel ins Leben gerufen wurde, für mehr Akzeptanz beim Ausbau der Stromnetze zu werben. Darüber hinaus ist eine frühzeitige Planung eines für ein klimaneutrales Energiesystem geeigneten Netzes essenziell (vgl. Kapitel 6.3), um mögliche Verzögerungen aufgrund einer höheren Partizipation der Gesellschaft abfedern zu können.

245. Im Zweijahresrhythmus wird von den Übertragungsnetzbetreibern ein Netzentwicklungsplan (NEP) erstellt und von der BNetzA geprüft. Die von der BNetzA bestätigten Netzausbauvorhaben werden jeweils in das BBPlG übernommen. Der aktuelle Stand des BBPlG beruht auf dem NEP aus dem Jahr 2015.[51] Unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeits- und Behördenbeteiligung hat die BNetzA den NEP 2019-2030 am 20. Dezember 2019 mit insgesamt 114 Ausbau- und Verstärkungsmaßnahmen bestätigt, die der sicheren Stromversorgung im Zieljahr 2030 dienen (BNetzA, 2019b). Dabei wird erstmals die Realisierung des 65 %-Anteils der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030 vorausgesetzt und dafür der erforderliche Ausbau des Übertragungsnetzes identifiziert, welcher in den Bundesbedarfsplan aufgenommen werden soll. Verglichen mit dem geltenden Bundesbedarfsplan umfasst der NEP damit knapp 3.600 zusätzliche Trassenkilometer, einen Großteil als Verstärkung bereits bestehender Verbindungen. Der NEP 2019 bildet nun die Grundlage für die Novelle des Bundesbedarfsplangesetzes, welches als Gesetzentwurf durch das Bundeskabinett am 23. September 2020 verabschiedet wurde und Änderungen an acht der bestehenden 43 Netzausbauvorhaben sowie eine Ergänzung um weitere 35 Vorhaben vorsieht (BMWi, 2020d).

246. Bei der Ermittlung des Netzausbaubedarfs ist das NOVA-Prinzip (Netz-Optimierung vor -Verstärkung vor -Ausbau) ein wichtiger Grundsatz des NEP. Hierdurch wird sichergestellt, dass zunächst Optimierungsmaßnahmen ergriffen werden, bevor netzverstärkende Maßnahmen und letztlich Netzausbaumaßnahmen zum Zuge kommen. Die Expertenkommission begrüßt prinzipiell ein Vorgehen, das kosteneffizient ist. Vor dem Hintergrund der langfristigen Herausforderungen der Energiewende in den kommenden Jahren ist genau darauf zu achten, in welchem Umfang ein Ausbau der Netze oder der Rückgriff auf den gezielten Einsatz netzoptimierender Maßnahmen notwendig ist. Die Optimierung des Bestandnetzes stellt daher einen wichtigen Baustein dar, darf aber über die langfristigen Herausforderungen nicht hinwegtäuschen. Seit dem NEP 2017-2030 setzt die Bundesregierung vermehrt auf die Potentiale bei der Optimierung des Bestandsnetzes, wo erstmals auch innerhalb weniger Jahre umzusetzende Ad-hoc-Maßnahmen bestätigt wurden (BNetzA, 2017b). Dazu gehörten überwiegend netzoptimierende Maßnahmen, die eine bessere Ausnutzung der Übertragungskapazität des Netzes ohne weiteren Netzausbau ermöglichen, wie z. B. Phasenschieber-Transformatoren, die den Lastfluss aktiv steuern können, die

[49] Um zum Einsatz zu kommen, müssen die notwendigen Maßnahmen gemäß Anreizregulierungsverordnung (ARegV) für die Netzbetreiber bei der Festlegung der Netzentgelte anrechenbar sein, siehe Diskussion weiter unten.

[50] Der in 2015 gestartete Bürgerdialog Stromnetz wird durch das BMWi gefördert und ist eine Initiative für den offenen und transparenten Austausch zwischen allen Beteiligten rund um den Ausbau des Stromnetzes in Deutschland. Für mehr Information siehe https://www.buergerdialog-stromnetz.de.

[51] In der letzten Änderung des Bundesbedarfsplangesetzes, das am 17. Mai 2019 in Kraft getreten ist, wurden gegenüber der früheren Fassung, die seit 31. Dezember 2015 als Abschluss der dritten Bedarfsermittlung galt, lediglich Netzverknüpfungspunkte geändert und neue Kennzeichnungen eingeführt.

Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen sowie das Freileitungsmonitoring[52]. Im NEP 2019-2030 wurde erstmals der Einsatz innovativer Netzbetriebsmittel bestätigt, zu denen z. B. auch Pilotanlagen für sogenannte Netzbooster gehören (BNetzA, 2019b). Im Gegensatz zur klassischen präventiven Auslegung des (n-1)-Kriteriums, bei der das Übertragungsnetz nach Eintreten eines Ausfalls keine Überlastungen aufweisen darf, lassen reaktive Betriebsführungsansätze wie das Netzbooster-Konzept eine kurzfristige Überlastung im Fehlerfall zu. Die Einhaltung der (n-1)-Sicherheit erfolgt dabei reaktiv durch schnell aktivierbare Anlagen und ermöglicht somit eine höhere Auslastung im Normalbetrieb (n-0). Im Rahmen des NEP 2019-2030 wurden Netzboosteranlagen mit einer Größe von insgesamt 450 MW bestätigt, die als Batteriespeicher mit einer Kapazität von insgesamt 450 MWh an drei Standorten eingesetzt werden sollen.

247. Die Expertenkommission begrüßt die Berücksichtigung der verschiedenen Ad-hoc-Maßnahmen, da deren Umsetzung planerisch und baulich weniger anspruchsvoll als der Leitungsneubau ist und deshalb mit einer fristgerechten Umsetzung gerechnet werden kann. Auch zukünftig empfiehlt die Expertenkommission weitere Maßnahmen zur besseren Ausnutzung der vorhandenen Übertragungskapazität zu prüfen. Dazu gehört beispielsweise auch die Berücksichtigung von Redispatch und eine systemdienliche Abregelung der erneuerbaren Erzeugung als Alternative zum Netzausbau bei der Netzentwicklungsplanung.[53] Wenn die zu erwartenden Kosten für den Bau einer Leitung teurer sind als die erwarteten Kosten für das zusätzlich notwendige Engpassmanagement ohne diese Leitung, wird auf den Leitungsbau verzichtet. Untersuchungen in EnCN/FAU/Prognos (2016) und Grimm et al. (2021) zeigen, dass dies zu einem geringeren Netzausbaubedarf und damit zu einer deutlich höheren Gesamtwohlfahrt führen kann.

248. Für eine effiziente Nutzung der zuvor diskutierten Netzoptimierungsmaßnahmen ist eine Überarbeitung der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) notwendig, um für die Netzbetreiber eine Anrechenbarkeit der Maßnahmen zur Refinanzierung durch die Netzentgelte zu ermöglichen und Anreize zu schaffen, dass solche Optionen auch zum Einsatz kommen. Sollen solche Maßnahmen über eine Pilotphase hinaus tatsächlich zum Einsatz kommen, muss sich deren Einsatz für die Netzbetreiber rentieren. Unter der aktuellen Regulierung haben die Netzbetreiber einen starken Anreiz, Netzprobleme mit weiterem Leitungsausbau zu beheben, da dort die Investitionskosten mit sehr geringem Risiko und vergleichsweise hoher Rendite über das Netzentgelt refinanziert werden. Im Gegensatz dazu treten bei dem Einsatz netzoptimierender Maßnahmen und innovativer Technologien Unsicherheiten über die Betriebskosten und erhöhte regulatorische und wirtschaftliche Risiken auf. Vor diesem Hintergrund begrüßt die Expertenkommission den im Sommer 2020 abgeschlossenen Branchendialog zur Prüfung einer Weiterentwicklung der Anreizregulierung durch das BMWi, der als Grundlage für die geplante Novellierung der ARegV dienen soll.

249. Anfang 2020 startete mit der Veröffentlichung des Szenariorahmenentwurfs der Übertragungsnetzbetreiber für den NEP 2021-2035 bereits der siebte Durchgang der Bedarfsermittlung, der im Juni 2020 von der BNetzA genehmigt wurde (ÜNB, 2020b; BNetzA, 2020c). Zieljahr ist erstmals das Jahr 2035 mit einem zusätzlichen weiter in die Zukunft gerichteten Szenario für das Jahr 2040. Dabei wird der Fokus vor allem auf den Kohleausstieg

[52] Statt der Annahme eines Normklimas werden beim Freileitungsmonitoring die Witterungsbedingungen an der Leitung im Betrieb gemessen, sodass eine individuelle und dynamische Festlegung der maximalen Auslastung erfolgen kann.

[53] Seit dem NEP 2014 wird die Abschaltung regenerativer Erzeugung bei der Netzentwicklungsplanung berücksichtigt, mit der Begründung, dass das Netz nicht für die letzte Kilowattstunde Erzeugung ausgebaut werden soll. Dabei erfolgt die Abregelung erneuerbarer Erzeuger allerdings schon im Rahmen der Vorbereitung der Inputdaten für die Lastflusssimulation, die über den Ausbau der Leitungskandidaten bestimmt, und erfolgt mittels Spitzenkappung oder basierend auf Vorüberlegungen zur Netzsituation in den Verteilernetzen. Im Gegensatz zu dem hier diskutierten Vorschlag wird dabei allerdings nicht der Zustand des Übertragungsnetzes berücksichtigt, sodass die Abschaltung nicht wirklich netzdienlich erfolgt (vgl. Grimm et al., 2016).

gelegt und im Vergleich zum NEP 2019-2013 eine deutlich ambitioniertere Entwicklung der Energiewende unterstellt. Die Szenarien orientieren sich dabei an den aktuell geltenden gesetzlichen Rahmenbedingungen und den energiepolitischen Zielen der Bundesregierung, u. a. die EE-Ausbauziele des Bundes-Klimaschutzgesetzes und die CO_2-Reduktionsziele des Klimaschutzprogrammes 2030 und des Klimaschutzplanes 2050 (Treibhausgasneutralität). In zwei von drei Szenarien für 2035 wird davon ausgegangen, dass der Kohleausstieg nicht wie beschlossen bis zum Jahr 2038 stattfindet, sondern schon bis 2035, um den Einfluss der Kohleverstromung auf den Netzausbaubedarf auszuschließen. Diese Annahme stellt sicher, dass das Übertragungsnetz den Kohleausstieg bewältigen kann. Der Szenariorahmen sieht in allen Szenarien einen im Vergleich zu heute steigenden Stromverbrauch vor. Dieser ergibt sich aus der zunehmenden Elektrifizierung im Wärme- und Verkehrssektor, aus Dekarbonisierungsmaßnahmen im Industriesektor und aus dem zu erwartenden Einstieg in Power-to-X-Technologien. Dabei wird die Vorgabe aus der deutschen Wasserstoffstrategie, bis zum Jahr 2030 bis zu fünf GW und spätestens bis 2040 weitere fünf GW Elektrolysekapazitäten aufzubauen, berücksichtigt. Als zentrale Faktoren zur Beeinflussung des Netzentwicklungsbedarfs haben die ÜNB die zukünftige regionale Verteilung von Stromerzeugern und -verbrauchern und das Einsatzverhalten von Stromverbrauchern identifiziert. Aus diesem Grund werden erstmalig die Szenarien anhand der Dimensionen Grad der Netzorientierung und Grad der Sektorenkopplung/Elektrifizierung ausdifferenziert. Die Expertenkommission begrüßt diese Neuausrichtung der Szenarien und regt an auch für das Langfristszenario für das Jahr 2040 eine Berücksichtigung weiterer Netzausbaukandidaten zu prüfen, wie das bis zum NEP 2014 der Fall war.[54] Ob die Annahme neuer markt- und netzbasierter Flexibilitäten rechtzeitig und in erforderlichem Umfang realisierbar ist, ist noch nicht absehbar. Hier sind noch enorme Anstrengungen erforderlich. Aus Sicht der Expertenkommission ist dazu auch eine grundlegende Umgestaltung der elektrizitätsbezogenen Abgaben und Umlagen und eine Reform der Netzentgeltsystematik erforderlich (vgl. Empfehlungen in EWK, 2016, 2018, 2019).

250. Die Expertenkommission empfiehlt der Bundesregierung den aktuellen Durchlauf zum NEP 2021 gut hinsichtlich seiner Grundannahmen im Szenariorahmen zu prüfen. Wenn sich im Laufe des Jahres 2021 herausstellen sollte, dass die EU-Klimapolitik zu starken Änderungen bei den zugrundeliegenden Annahmen führt, ist zu prüfen, ob der aktuelle Durchgang nicht vorzeitig beendet und ein neuer Durchlauf für 2022 mit angepassten Szenarien durchzuführen ist. Auch 2016 wurde das Prüf- und Bestätigungsverfahren des NEP Strom 2025 für den Netzausbau an Land aufgrund der Novellierung des EEG durch die BNetzA eingestellt. Begründet wurde das mit den sich dadurch deutlich veränderten energiepolitischen Rahmenbedingungen. Aber auch kurz- bis mittelfristig empfiehlt die Expertenkommission die Verschärfung der Klimaschutzziele für Deutschland und deren Auswirkungen noch einmal zu evaluieren und durch Aufnahme eines Zwischenjahrs 2030 in den NEP 2021-2035 eine Kongruenz der Zeithorizonte herzustellen. Dabei wäre ein Szenario mit schnellerem marktgetriebenen Ausstieg aus der Kohleverstromung bis zum Jahr 2030 zu berücksichtigen (vgl. Kapitel 2).

6.3 Infrastrukturen koordiniert und langfristig planen

251. Um die Klimaneutralität bis 2050 zu erreichen, ist ein umfangreicher Umbau der Transport-, Verteil- und Speicherinfrastruktur für Energie notwendig. Neben den bestehenden Strom- und Gasnetzen müssen Infrastrukturen für den Transport, die Verteilung und die Speicherung von Wasserstoff und synthetischen Energieträgern

[54] Im NEP 2014 wurden zusätzlich zu den Leitungskandidaten für das Zieljahr 2024 weitere Kandidaten für 2034 vorgeschlagen und im Rahmen der Lastflusssimulation auf Notwendigkeit geprüft. Seit dem NEP 2015 werden keine zusätzlichen Kandidaten mehr für das Langfristszenario untersucht. Das Langfristszenario dient seitdem lediglich der Validierung der in den Szenarien für das Zieljahr identifizierten Ausbaukandidaten darauf, dass sie auch in der langen Frist noch notwendig sind.

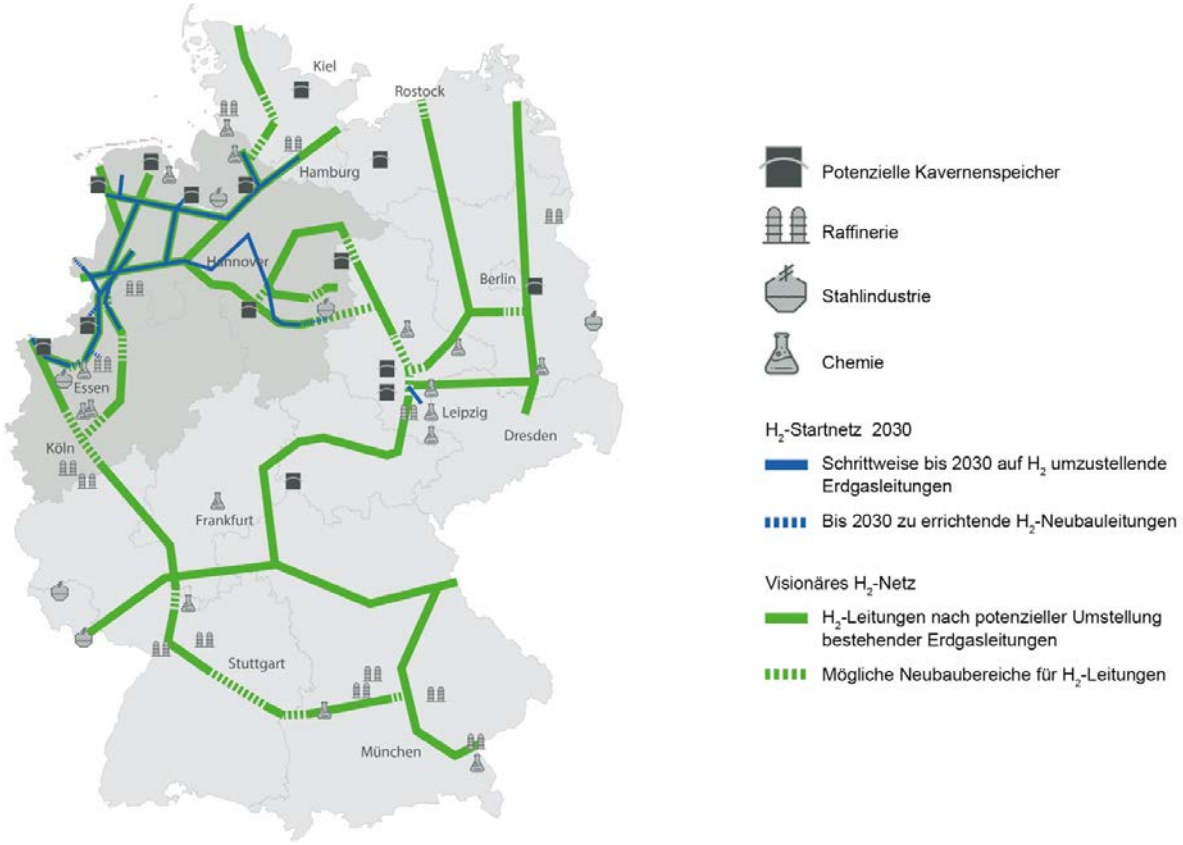
frühzeitig angepasst und ausgebaut werden (als „No Regret“-Maßnahme, vgl. Kapitel 3). Dabei ist eine langfristige und vor allem integrierte Planung zwischen den verschiedenen Energieträgern zentral. Zudem werden Speicher mit verschiedenen Volumina benötigt, um eine zeitliche Unabhängigkeit von Erzeugung und Verbrauch insbesondere im Bereich der Stromversorgung zu ermöglichen. Die Transportinfrastruktur stofflicher Energieträger, wie Pipelines, Schiffe, Züge oder Lkw, hat dabei schon eine inhärente Speicherfunktion. Auch ist ein schneller und auf europäischer Ebene langfristig koordinierter Ausbau der Stromnetze erforderlich, um diese an den Anforderungen des zukünftigen Energiesystems auszurichten und die Ausbauziele bei den erneuerbaren Energien erreichen zu können. Im Verkehrssektor ist der europaweite Ausbau von Ladeinfrastruktur und Tankinfrastrukturen für erneuerbare Kraftstoffe entlang des transeuropäischen Verkehrsnetzes zu entwickeln (vgl. Kapitel 9). Eine wichtige Frage ist dabei auch, welche Teile der Infrastruktur zu regulieren sind und welche dem Wettbewerb überlassen werden können.

252. Der effiziente Ausbau der Infrastruktur erfordert eine langfristig angelegte und integrierte Planung von Infrastruktur für Strom, Gas und Wasserstoff. Wo möglich sind bestehende Infrastrukturen zu nutzen und zu erweitern. Außerdem ist eine stärkere Koordination auf europäischer Ebene anzustreben. Im Bereich der Stromnetze leistet der Ten Year Network Development Plan (TYNDP) auf europäischer Ebene schon heute effektiv die Koordination beim Netzausbau (vgl. https://tyndp.entsoe.eu/). Das von der Europäischen Kommission beauftragte Studienprojekt E-Highway2050 (durchgeführt von 2012 bis 2015) zeigt detaillierte Langfristperspektiven auf, sodass auch ein Zielbild existiert, vor dessen Hintergrund die mittelfristigen Pläne erstellt werden (vgl. e-Highway2050, 2015). Auf europäischer Ebene ist die Koordination beim Ausbau der Stromnetze somit schon weit fortgeschritten und gut verankert. Eine Verschränkung mit den Planungen zum Ausbau der Gas- und Wasserstoffinfrastruktur fehlt jedoch bisher weitgehend. Vor dem Hintergrund der ambitionierteren Klimaziele im Rahmen des Green Deal sollten (a) die Planungen für Strom-, Gas- und Wasserstoffinfrastruktur verschränkt werden, um die Schnittstellen zwischen den Energienetzen in der Planung frühzeitig berücksichtigen zu können und (b) die Planungen, insbesondere auch die Langfristperspektive 2050, angepasst werden, um eine Orientierung für die Erstellung der mittelfristigen Ausbaupfade vorzuhalten.

253. Beim Aufbau der umfangreichen neuen Infrastrukturen sollte wo immer möglich angestrebt werden, bestehende Infrastruktur zu nutzen. Dies kann z. B. im Gasnetz durch die Umwidmung aktuell nicht benötigter Leitungen zum Transport von Wasserstoff geschehen. In der aktuellen Fassung des Netzentwicklungsplan Gas wird ein Wasserstoffnetz mit 1294 km Länge für Deutschland vorgeschlagen, wovon alleine 88 % durch Umstellung von bestehenden Gas-Leitungen erreicht werden sollen (vgl. FNB Gas, 2020a, und das H_2-Startnetz, welches in Abbildung 25 in blau in das „Visionäre H_2-Netz“[55] (grün) eingezeichnet wurde). Die Nutzung bestehender Kapazitäten ist aus Kostengründen geboten, erhöht aber auch die Akzeptanz des Aus- und Umbaus der Infrastruktur. Die Umsetzung dieser Maßnahmen steht allerdings unter Vorbehalt der Übertragung der bestehenden gesetzlichen Regelungen für (Erd-)Gasversorgungnetze auf Wasserstoffnetze.

[55] Von der Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas (FNB Gas) wurde eine Vision für eine erste deutschlandweite Wasserstoffinfrastruktur erstellt, die auf Basis neuer Erkenntnisse stetig weiterentwickelt werden soll, siehe https://www.fnb-gas.de/media/erlaeuterungen_zur_visionaeren_h2-karte.pdf.

Abbildung 25: Visionäres Wasserstoffnetz und H_2-Startnetz 2030 aus dem NEP Gas



Quelle: FNB Gas (2020b)
Anmerkung: Bei der Karte handelt es sich um eine schematische Darstellung, die hinsichtlich der eingezeichneten Speicher und Abnehmer keinen Anspruch auf Vollständigkeit erhebt.

254. Ein Beispiel für die Relevanz der koordinierten Ausbauplanung für Strom-, Gas- und Wasserstoffnetze ist die aktuelle Diskussion zu den Annahmen der Anlagenstandorte für die Wasserstofferzeugung im aktuellen Szenariorahmen für den NEP 2021-2035 (vgl. ÜNB, 2020b, und BNetzA, 2020c). Für ihren Entwurf haben die ÜNB eine Marktbefragung und -abschätzung zu geplanten Vorhaben durchgeführt, woraus sie die Annahme abgeleitet haben, dass 75 % der Elektrolyseure lastnah (insb. in NRW) angesiedelt werden. Die BNetzA hat in der Genehmigung allerdings festgelegt, dass 75 % der Elektrolyseure erzeugungsnah (insb. an den Küsten wegen der hohen zukünftigen Erzeugungsleistung von Wind Offshore-Anlagen) angesiedelt werden. Sie begründet das mit der Annahme, dass der NEP Gas bis 2030 den Aufbau eines H_2-Startnetzes im Nordwesten von Deutschland vorsieht, welches die Küstenregion der Nordsee und die Industriestandorte in NRW verbindet (vgl. Abbildung 8). Da dies größtenteils durch Umrüstung bestehender Gasleitungen erreicht werden soll, schätzt die BNetzA diese Option als kostengünstiger ein als einen entsprechenden Stromnetzausbau und -betrieb bei lastnaher Wasserstoffelektrolyse. Sie verweist dabei allerdings darauf, dass auch beim Ausbau des Wasserstoffnetzes unvorhersehbare Änderungen bei der Planung und den Kosten auftreten können und dass im Fall von deutlich über die Erwartungen steigenden Kosten die Annahmen zu den Standorten der Elektrolyseure noch einmal überprüft werden müssten. Dieses Beispiel verdeutlicht sehr gut, wie wichtig es ist, die Netzinfrastruktur für Strom, Gas und Wasserstoff gemeinsam zu planen. Die Expertenkommission empfiehlt daher zukünftig eine bessere Koordination bei der Netzausbauplanung der verschiedenen Energienetze, z. B. durch einen gemeinsamen

Szenariorahmen als Grundlage für die jeweiligen Netzentwicklungspläne. Auch für die koordinierte Planung zwischen Strom-, Gas- und Wasserstoffnetzen sollte eine Berücksichtigung von Langfristszenarien bei der Netzentwicklungsplanung erfolgen, um ein Zielbild aufgezeigt zu bekommen, wo es zukünftig hingehen soll. Aufgrund der mit der Entfernung des Betrachtungszeitraums zunehmenden Unsicherheiten müssen diese Szenarien dynamisch angepasst werden. Trotzdem helfen sie Aufschluss darüber zu erhalten, was schon heute unmittelbar angestoßen werden muss.

255. Für die Wasserstofflogistik stehen verschiedene Technologien zur Verfügung, die sich nicht gegenseitig ausschließen, sondern auch in Kombination zum Einsatz kommen können. Für den Transport eignen sich generell alle gängigen straßen-, schienen- oder wasserbasierten Transportmittel. Für Druckwasserstoff und tiefkalt verflüssigten (d. h. kryogenen) Wasserstoff ist bisher jedoch nur der Straßentransport gängig. Für komprimierten Wasserstoff oder chemisch in einer Flüssigkeit gebundenen Wasserstoff ist darüber hinaus auch der Transport über ein Pipelinenetz attraktiv. Die Umsetzung eines flächendeckenden europäischen oder deutschen Rohrleitungsnetzes ist aus Gründen der Akzeptanz und der hohen Investitionskosten vermutlich mit großen Herausforderungen verbunden. Alternativ ist es denkbar, dass Wasserstoff, der beispielsweise an den Seehäfen Europas als kryogene Flüssigkeit oder in chemisch gebundener Form ankommt, über europäische Backbone-Leitungen zu den großen Verbrauchszentren transportiert wird. Dort könnte die regionale Weiterverteilung anschließend alternativ über Rohrleitungen oder mittels schienen- oder straßengebundenen Verkehrs erfolgen. Offen ist in dem Zusammenhang, ob alle Logistikebenen standardisiert und reguliert werden müssen oder ob insbesondere im Bereich der Verteil-Logistik ein wettbewerbliches Nebeneinander verschiedener Anbieter und Logistikvarianten bestehen kann. Bei der Regulierung neuer Infrastrukturen ist eine Integration in den bestehenden Regulierungs- und Planungsrahmen anzustreben.

7 Versorgungssicherheit

Das Wichtigste in Kürze

Bei der „Versorgungssicherheit Strom“ müssen Netze und Erzeugungskapazitäten sowie deren Zusammenspiel betrachtet werden. Deshalb sind die aktuelle und zukünftig zu erwartende Versorgungssicherheit sowie die Reservemechanismen und Regelleistungsmärkte als wichtige Instrumente zu deren Sicherstellung zu bewerten. Der Kohleausstieg, als große Herausforderung für die Versorgungssicherheit, wird in Kapitel 13 adressiert, die Netzbewirtschaftung in Kapitel 6. Wie im achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung dargestellt, ist die Versorgungssicherheit in den Jahren 2018 und 2019 auch im internationalen Vergleich weiterhin sehr hoch, was u. a. auf die aktuell noch verfügbaren Kapazitäten bei der konventionellen Stromerzeugung zurückzuführen ist. Das wird sich zukünftig durch den gesetzlich geregelten Atom- und Kohleausstieg allerdings ändern. Daher ist in den kommenden Jahren insbesondere ein vorausschauendes Monitoring der Versorgungssicherheit unerlässlich. Mit der Abkehr von konventionellen Energieträgern können (synthetisches) Gas und Wasserstoff eine immer wichtigere Rolle für die Versorgungssicherheit spielen und sollten daher in eine vorausschauende Betrachtung im Monitoring-Bericht der Bundesregierung Eingang finden.

Als Grundlage für den Monitoring-Bericht zur Versorgungssicherheit hat das BMWi eine Studie in Auftrag gegeben, die den Zeitraum bis 2030 in den Blick nimmt und verschiedene Szenarien bzgl. Versorgungssicherheit betrachtet. Diese Analyse kam zu dem Ergebnis, dass die Versorgungssicherheit auch zukünftig, basierend auf der Anfang 2019 erwarteten Entwicklung der Energiewende, zu jeder Zeit gegeben ist. Allerdings wurden noch nicht die Verschärfungen der Klimaziele berücksichtigt, die durch den Green Deal auch auf Deutschland zukommen dürften. Daher empfiehlt die Expertenkommission der Bundesregierung zeitnah weitere Untersuchungen zu veranlassen.

Einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit leistet der Ausgleichseffekt aus dem engen Austausch mit den Nachbarländern innerhalb des europäischen Binnenmarkts. Durch die Möglichkeit des internationalen Stromhandels ist in Summe deutlich weniger Kapazität nötig als wenn jedes Land autark seine Versorgungssicherheit gewährleisten müsste. Dies unterstreicht die Bedeutung des Strom-Binnenmarktes und der Gesamtbetrachtung im europäischen Kontext. Daher begrüßt die Expertenkommission den engen Austausch der Bundesregierung mit den Nachbarn im Rahmen des Pentalateralen Forums. Die von den europäischen Übertragungsnetzbetreibern (ENTSO-E) in den letzten Jahren durchgeführten „Mid-term Adequacy Forecasts“ sollen gemäß „Clean Energy Package“ der EU ab 2021 durch das „European Resource Adequacy Assessment“ (ERAA) mit einer Überarbeitung von Datengrundlage, Methodik und Auswahl von zusätzlichen Szenarien zur Sensitivitätsanalyse abgelöst werden, um eine vollumfängliche Beurteilung der Versorgungssicherheit auf europäischer Ebene gewährleisten zu können. Die Expertenkommission empfiehlt für zukünftige Monitoring-Berichte die Entwicklungen und die Ergebnisse unterschiedlicher Studien auf europäischer Ebene in die Beurteilung der Versorgungssicherheit einzubeziehen.

Der Monitoring-Bericht legt dar, dass in den letzten Jahren zunehmend Reservekapazitäten von Seiten der Netzbetreiber beschafft wurden, welche die Funktionsweise des Strommarkt 2.0 sichern sollen. Im Oktober 2020 kam nun auch die Kapazitätsreserve dazu, die eingesetzt wird, falls sich am Markt kein ausreichendes Angebot zur Deckung der Nachfrage einstellt. Dadurch steigt auch 2019 der Anteil der Kraftwerkskapazitäten im Verantwortungsbereich der ÜNB weiter, was im Grunde dem Prinzip eines „Energy Only“-Marktes und dem Unbundling-Gedanken widerspricht. Zukünftig sind die Ergebnisse des ERAA zur Festlegung und Begründung nationaler Kapazitätsmechanismen zugrunde zu legen.

Für die Systemsicherheit als wesentliches Element der Versorgungssicherheit spielen die Regelleistungsmärkte eine wichtige Rolle, mit deren Hilfe Abweichungen von der Netzfrequenz adressiert werden. Für einen effizient funktionierenden Markt ist insbesondere das Marktdesign für die Beschaffung wichtig. Im November 2020 wurde in Deutschland der Regelarbeitsmarkt eingeführt, sodass nun eine separate Beschaffung von Regelleistung (am Vortag) und Regelarbeit (bis 60 Minuten vor dem Realisierungszeitpunkt) erfolgt. Vor diesem Hintergrund erachtet die Expertenkommission ein enges Monitoring der weiteren Entwicklungen für notwendig, um bei Fehlentwicklungen rechtzeitig reagieren zu können.

7.1 Versorgungssicherheit

256. Wie im achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung dargestellt, ist die Versorgungssicherheit in den Jahren 2018 und 2019 auch im internationalen Vergleich weiterhin sehr hoch, was u. a. auf die aktuell noch verfügbaren Kapazitäten bei der konventionellen Stromerzeugung zurückzuführen ist. Das wird sich zukünftig durch den gesetzlich geregelten Atom- und Kohleausstieg allerdings ändern. Daher ist in den kommenden Jahren insbesondere ein vorausschauendes Monitoring der Versorgungssicherheit unerlässlich. Der aktuelle Monitoring-Bericht bewertet die Versorgungssicherheit auf Basis des $SAIDI_{EnWG}$-Strom (*System Average Interruption Duration Index*), der die Vergangenheit betrachtet und nur ungeplante Unterbrechungen[56] von mehr als drei Minuten berücksichtigt. Allerdings können auch Versorgungsausfälle unter drei Minuten zu volkwirtschaftlichen Schäden führen.

257. Seit dem ersten Monitoring-Bericht versäumt es die Bundesregierung mit einer entsprechenden Indikatorik ein umfassendes Bild der Versorgungssicherheit im Rahmen des Energiewende-Monitorings zu zeichnen. Die Expertenkommission hat regelmäßig auf dieses Defizit hingewiesen und auch eine Reihe von Vorschlägen zur Indikatorik vorgelegt (EWK, 2012, 2015, 2016, 2018, 2019). Dies könnte z. B. ein Indikator sein, der die Abweichungen von der Normspannung erfasst, die noch nicht zu einem Totalausfall der Versorgung führen, oder „System Adequacy“-Indikatoren, wie der international anerkannten Indikator der „Loss of Load Expectation“ (LOLE), der z. B. im jährlich erscheinenden Mid-term Adequacy Forecast von ENTSO-E (Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber) zum Einsatz kommt (vgl. Diskussion unten). Bedauerlicherweise mangelt es nach Auffassung der Expertenkommission auch dem vorliegenden achten Monitoring-Bericht an einer umfassenden Darstellung des Themas Versorgungssicherheit.

258. Im Monitoring-Bericht des BMWi zur Versorgungssicherheit aus dem Juni 2019 hat die Bundesregierung nun einen Versorgungssicherheitsstandard definiert, wie es in § 51 EnWG vorgeschrieben ist (vgl. BMWi, 2019). Dabei wird die sogenannte Lastausgleichswahrscheinlichkeit im Einklang mit der Vorgehensweise in der Europäischen Union als am besten geeigneter Indikator zur Messung der Versorgungssicherheit identifiziert. Sie beschreibt die Wahrscheinlichkeit dafür, dass die Nachfrage am Strommarkt durch das verfügbare Angebot gedeckt werden kann. Außerdem wurde für Deutschland ein Schwellenwert mit 99,94 %[57] ermittelt, bei dessen Unterschreiten eine Prüfung und bei Bedarf eine Umsetzung angemessener Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit durch die Bundesregierung erfolgen muss (vgl. § 51 Abs. 4 EnWG). Dieser Wert wurde

[56] Allerdings auch keine Unterbrechungen, die auf höhere Gewalt, wie etwa Naturkatastrophen, zurück zu führen sind.

[57] Dies entspricht einer Lastüberhangswahrscheinlichkeit (englisch „Loss of Load Probability“, kurz LoLP) von 0,06 %, also der Wahrscheinlichkeit dafür, dass die Nachfrage am Strommarkt nicht durch das verfügbare Angebot gedeckt werden kann. Multipliziert man den LOLP-Wert mit der Anzahl der Stunden eines Jahres (8760 h) erhält man einen LOLE-Wert von 5 Stunden pro Jahr (siehe Sicherheitsstandard für Deutschland in Tabelle 14). Aus Verbrauchersicht entsprechen diese Werte einem Strommarkt-SAIDI (Wahrscheinlichkeit einer unfreiwilligen Unterbrechung aus Sicht eines Kunden) von ca. 5-10 Minuten pro Jahr (r2b/Consentec/Fraunhofer ISI/TEP, 2019).

mittels einer volkswirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Analyse bestimmt, indem die Kosten für den möglichen Neubau von Gasturbinen mit den Kosten für Abschaltungen von Verbrauchern („Value of Lost Load", VoLL) verglichen werden.[58]

259. Als Grundlage für den Monitoring-Bericht zur Versorgungssicherheit hat das BMWi eine Studie in Auftrag gegeben, welche den Zeitraum bis 2030 in den Fokus nimmt und verschiedene Szenarien bzgl. der Versorgungssicherheit an den Strommärkten in Deutschland und seinen Nachbarländern analysiert (vgl. r2b/Consentec/Fraunhofer ISI/TEP, 2019). Die Studie kam zu dem Ergebnis, dass die Versorgungssicherheit auch für die betrachteten Jahre bis 2030 basierend auf der Anfang 2019 erwarteten Entwicklung der Energiewende zu jeder Zeit gegeben ist und die Stromnachfrage in Deutschland in allen untersuchten Szenarien zu 100 % gedeckt werden kann. Dies gilt auch für ein Szenario, welches einen verstärkten Rückgang der Kohleverstromung in Deutschland berücksichtigt, um das Klimaschutzziel der Energiewirtschaft für 2030 zu erreichen (17 GW Braun- und Steinkohle in 2030, was dem Ziel im Kohleausstiegsgesetz entspricht). Allerdings wurden noch nicht die Verschärfungen der Klimaschutzziele berücksichtigt, die durch den Green Deal auch auf Deutschland zukommen dürften (wie z. B. ein marktgetriebener Kohleausstieg bis 2030 und ein, durch die Elektrifizierung in den Sektoren Industrie, Verkehr und Wärme verursachter, deutlicher Anstieg der Stromnachfrage, vgl. auch Kapitel 2). Vor diesem Hintergrund empfiehlt die Expertenkommission, zeitnah weitere Untersuchungen zu veranlassen.

260. Auch wenn Deutschland heute noch eine der höchsten Versorgungssicherheiten im weltweiten Vergleich aufweist, kann sich dies zukünftig durch den weitreichenden Umbau des Energiesystems ändern. So werden in den kommenden Jahren durch den Atomausstieg und den Kohleausstieg die Überkapazitäten bei den konventionellen Kraftwerken deutlich zurückgehen. Dies wird auch sehr gut durch einen Vergleich der Annahmen in dem jeweils genehmigten Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne NEP 2019-2030 (BNetzA, 2018) und NEP 2021-2035 (BNetzA, 2020a) deutlich, vgl. Tabelle 13. Ein Vergleich der Annahmen im Szenario B 2035 zeigt, wie deutlich sich in den letzten beiden Jahren nochmal die Annahmen bzgl. eines Rückgangs von konventionellen Erzeugungskapazitäten verändert haben. Während der NEP 2019 das Netz noch für einen Rückgang um ca. 27 % bis 2035 ausgelegt hat, wird im aktuellen Durchlauf mit einem Rückgang um 42 % im Vergleich zum Jahr 2019 gerechnet.

[58] Zur Bestimmung des Schwellenwerts nehmen r2b/Consentec/Fraunhofer ISI/TEP (2019) einen VoLL („Value of Lost Load") in Höhe von 10.000 Euro/MWh und Fixkosten für ein neues Gaskraftwerk (in Englisch auch „CoNE" für „Cost of New Entry") in Höhe von 50 Euro/kW pro Jahr an. Teilt man die Fixkosten durch den VoLL ergibt sich damit ein Schwellenwert von 5 h/a für die LOLE-Werte (bzw. von ca. 0,06 % für die LOLP-Werte). D. h. ohne Marktversagen dürfte kein LOLE von mehr als fünf Stunden pro Jahr auftreten, weil das ausreichen würde, damit ein neu gebautes Gaskraftwerk mit den Knappheitspreisen der fünf Stunden seine Kosten decken könnte. Überschreitet der LOLE den Schwellenwert, kann das darauf hindeuten, dass ein Marktversagen vorliegt. In der Realität kann es aber auch sein, dass es etwas länger dauert bis sich das Gleichgewicht wieder einstellt. Um bei Überschreiten des Schwellenwerts zu wissen, welcher der beiden Fälle vorliegt, ist eine Prüfung der Ursache vorgeschrieben.

Tabelle 13: Installierte Leistung [in GW] für konventionelle Energieträger in den jeweils genehmigten Szenariorahmen für den NEP 2019-2030 und den NEP 2021-2035

	Referenz	NEP 2019-2030			NEP 2021-2035	
Energieträger	**2019**	**B 2025**	**B 2030**	**B 2035**	**B 2035**	**B 2040**
Kernenergie	8.1	0	0	0	0	0
Braunkohle	20.9	9.4	9.3	9	0	0
Steinkohle	22.6	13.5	9.8	8.1	0	0
Erdgas	30	32.5	35.2	36.9	42.4	42.4
Öl	4.4	1.3	1.2	0.9	1.3	1.1
Pumpspeicher	9.8	11.6	11.6	11.8	10.2	10.2
sonstige konv. Erzeugung	4.3	4.1	4.1	4.1	3.8	3.7
Kapazitätsreserve	-	2	2	2	-	-
Summe konv. Erzeugung	**100.1**	**74.4**	**73.2**	**72.8**	**57.7**	**57.4**

Quelle: BNetzA (2018, 2020a)

261. Der Vergleich der konventionellen Kapazitäten mit einer möglichen Spitzenlast von 81,8 GW, wie sie z. B. im Winter 2012/2013 aufgetreten ist und auch für 2020 prognostiziert wurde (vgl. MWIDE NRW, 2018), zeigt, dass die Versorgungssicherheit in Deutschland zumindest in Situationen mit geringer Einspeisung aus erneuerbaren Energien und gleichzeitig hoher Last maßgeblich von Stromimporten abhängen wird. Dies stellt einen Wendepunkt im deutschen Stromversorgungssystem dar (vgl. auch Kapitel 2). Der NEP 2019-2030 berechnet für das Zieljahr 2030 sogar eine Spitzenlast von bis zu 100 GW und eine maximale Residuallast (nach Abzug der regenerativen Erzeugung) von bis zu 80 GW (Übertragungsnetzbetreiber, 2019).[59] Grund dafür sind vor allem neue Stromanwendungen zur Wärmebereitstellung wie Power-to-Heat (PtH) und Wärmepumpen, die zu einem deutlichen Anstieg der Stromnachfrage insbesondere bei niedrigen Temperaturen führen. Dies verdeutlicht die Notwendigkeit weiterer Untersuchungen unter Berücksichtigung der aktuellen Entwicklungen und auch über das Jahr 2030 hinaus. Eventuelle Defizite im Bereich der Versorgungssicherheit früh zu erkennen ist von großer Bedeutung, da erforderliche Investitionen in Kraftwerke und Netze teilweise erhebliche Vorlaufzeiten benötigen.

262. Einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit in allen analysierten Szenarien der oben genannten Studie von r2b/Consentec/Fraunhofer ISI/TEP (2019) leistet der Ausgleichseffekt aus dem engen Austausch mit den Nachbarländern innerhalb des europäischen Binnenmarkts. Dabei helfen diese länderübergreifenden Ausgleichseffekte bei der Einspeisung erneuerbarer Energien, dem Stromverbrauch und der Verfügbarkeit von

[59] Im NEP 2019-2030 wird zur Ermittlung der Jahreshöchstlast eine Stromverbrauchssimulation durchgeführt, die für die unterschiedlichen Szenarien für 2030 zu folgenden Ergebnissen kommt: 84 GW (A 2030), 93 GW (B 2030) und 100 GW (C 2030). Für die höchste Residuallast ergibt sich damit: 69 GW (A 2030), 76 GW (B 2030) und 80 GW (C 2030). Die Jahreshöchstlast und die Residuallast steigen mit zunehmender Sektorenkopplung, d. h. der zunehmenden Nutzung von Strom als Ersatz anderer Energieträger, in den Szenarien (Übertragungsnetzbetreiber, 2019).

Kraftwerken, die Verbraucher in Europa zu geringeren Kosten mit Strom zu versorgen. Das europäische Stromversorgungssystem weist weiterhin deutliche Überkapazitäten auf, sodass konventionelle Kraftwerke im Umfang von 80 bis 90 GW bis 2030 nach und nach reduziert werden können, ohne dabei die Versorgungssicherheit im europäischen Stromsystem zu gefährden. Durch die Möglichkeit des internationalen Stromhandels ist in Summe deutlich weniger Kapazität nötig als wenn jedes Land autark seine Versorgungssicherheit gewährleisten müsste. In diesem Fall müssten nach Berechnung von r2b/Consentec/Fraunhofer ISI/TEP (2019) mehr als 50 bis 60 GW an konventionellen Kraftwerken zusätzlich errichtet werden. Dies unterstreicht die Bedeutung des Strom-Binnenmarktes und der Gesamtbetrachtung im europäischen Kontext. Gerade Extremwettersituationen, die auch heute schon durch den Klimawandel zunehmen, können aber zu einer hohen Gleichzeitigkeit ungewünschter Effekte innerhalb größerer Regionen in Europa führen. Vor diesem Hintergrund begrüßt die Expertenkommission das Bekenntnis der Bundesregierung zum engen Austausch mit den Nachbarn im Rahmen des Pentalateralen Energieforums.[60] Der achte Monitoring-Bericht der Bundesregierung geht hier allerdings nicht näher auf die aktuellen Entwicklungen ein. Die Expertenkommission empfiehlt für zukünftige Monitoring-Berichte, die Entwicklungen und die Ergebnisse unterschiedlicher Studien auf europäischer Ebene in die Beurteilung der Versorgungssicherheit einzubeziehen.

263. Aufgrund der zunehmenden Bedeutung des europäischen Strom-Binnenmarktes wird eine verbesserte Koordination und Abstimmung der nationalen energiepolitischen Entscheidungen immer wichtiger. Eine länderübergreifende Herangehensweise an die Versorgungssicherheit erhöht die Wechselwirkungen und Abhängigkeiten der Mitgliedsstaaten untereinander. Infolgedessen sind Auswirkungen nationaler Markteingriffe immer auch mit direkten und indirekten Auswirkungen auf Nachbarsysteme verbunden (EWK, 2018, 2019; ENTSO-E, 2018; PLEF, 2018). In ihrer Stellungnahme aus dem Jahr 2019 hat die Expertenkommission die starken Wechselwirkungen, die sich aus einer länderübergreifenden Versorgungssicherheitsbetrachtung ergeben, anhand des „Mid-term Adequacy Forecast“ (MAF) von ENTSO-E aus dem Jahr 2018 (ENTSO-E, 2018) veranschaulicht. In einer Variantenrechnung („Low Carbon“ Szenario, vgl. Tabelle 14) mit verstärkter Stilllegung von fossilen Kraftwerken im Jahr 2025 in einigen Ländern, insbesondere Deutschland, zeigt sich, dass dies für Frankreich und Belgien zu einem Anstieg des LOLE-Werts über den jeweils geltenden Sicherheitsstandard von drei Stunden pro Jahr führt, obwohl in diesen Ländern selbst keine Kapazitäten reduziert werden. Aufgrund dieser Ergebnisse wiederholte die Expertenkommission ihre Empfehlung, den Kohleausstieg auch weiterhin in enger Abstimmung mit den Nachbarn zu gestalten (vgl. EWK, 2019).

264. In MAF 2019 (ENTSO-E, 2019) ist die höhere Reduktion der fossilen Erzeugungskapazitäten für die Länder der „Penta-Region“ schon im Szenario „Base Case“ berücksichtigt, während „Low Carbon“ zusätzliche Reduktionen in anderen Ländern annimmt. Außerdem wurde im Vergleich zu MAF 2018 die Datenqualität deutlich verbessert (z. B. Datenerhebung und Modellierung aller Kraftwerksblöcke anstelle von Technologieclustern, Ausweitung der Klimadatenbank bei hydrologischen Daten für Wasserkraftwerke und Verbesserung der Methodik zur Erstellung stündlicher Nachfragezeitreihen). Darüber hinaus wurde im Fall von Frankreich eine verzögerte Abschaltung von Kernenergieanlagen angenommen, was eine 4,5 GW höhere Kernkraftwerkskapazität im Vergleich zu MAF 2018 ergibt. Insgesamt führt das dazu, dass die LOLE-Werte in beiden Szenarien des MAF 2019

[60] Das Pentalaterale Energieforum ist eine freiwillige Zusammenarbeit zwischen den Energieministerien aus folgenden Ländern (nachfolgend „Penta-Region“ genannt): Deutschland, Frankreich, Belgien, Niederlande, Luxemburg, Österreich und Schweiz.

unter denen aus dem „Low Carbon“ Szenario im MAF 2018 liegen. Lediglich für Frankreich liegt der Wert im „Low Carbon“ Szenario um 0,1 h über dem Sicherheitsstandard von drei Stunden pro Jahr, vgl. Tabelle 14.[61]

265. Auch der neueste MAF aus dem November 2020 (ENTSO-E, 2020) betrachtet das Zieljahr 2025 (um Vergleichbarkeit mit den vorherigen MAFs zu gewährleisten), analysiert aber auch als erster MAF die Versorgungssicherheit für ein Jahrzehnt im Voraus für das Zieljahr 2030. Für beide Zieljahre wird allerdings nur noch ein Szenario betrachtet, das die aktuellen Entwicklungen gemäß der länderspezifischen NECPs berücksichtigt (also im Fall von Deutschland z. B. auch den gesetzlich festgelegten Kohleausstieg).[62] Hier ergibt sich ebenfalls für die meisten Länder der „Penta-Region“ ein LOLE nahe null und auch die Werte für Belgien und Frankreich sinken weiter, sodass nun auch Frankreich seinen Sicherheitsstandard einhalten kann. Diese Unterschiede sind hauptsächlich auf die Aktualisierungen der Eingangsdaten zurückzuführen. Der Vergleich der verschiedenen MAFs verdeutlicht die Komplexität der Beurteilung der Versorgungssicherheit im europäischen Kontext. Er zeigt außerdem welche Rolle die Datengrundlage und die verwendete Methodik für die Ergebnisse spielen.

266. Da eine Bewertung der länderübergreifenden Versorgungssicherheit dennoch zentral für das Gelingen der europäischen Energiewende ist, wird der MAF ab dem Jahr 2021 durch das im „Clean Energy Package“ der EU vorgeschriebenen „European Resource Adequacy Assessment“ (ERAA) abgelöst (vgl. Verordnung (EU) 2019/943, Artikel 23, vom 5. Juni 2019). Dabei sollen die Datengrundlage und die Methodik des MAF weiter verbessert werden und deutlich mehr Szenarien gerechnet werden. Zu den Ergänzungen gehört u. a. eine wirtschaftliche Rentabilitätsbewertung, um endogen zu bestimmen welche Kapazitäten abgeschaltet, vorübergehend stillgelegt oder zugebaut werden. Außerdem soll zur realistischeren Abbildung der grenzüberschreitenden Handelsflüsse der Ansatz des „flow-based market coupling“ (FBMC) implementiert werden.[63] Weiterhin sollen Szenarien mit und ohne nationale Kapazitätsmechanismen, wie die Kapazitätsreserve in Deutschland, gerechnet und gegenübergestellt werden. Die MAF-Analysen berücksichtigten bisher explizit keine nationalen Kapazitätsmechanismen. Die Genehmigung der ERAA Methodik, welche die von der EU vorgegebenen Kriterien berücksichtigt, ist am 2. Oktober 2020 durch die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) erfolgt. Der Nachweis eines Kapazitätsdefizits im ERAA bildet künftig eine Voraussetzung dafür, dass ein Mitgliedsstaat einen Kapazitätsmechanismus einführen darf. Die Bundesregierung sollte auf die weitere Entwicklung und mögliche erste Ergebnisse des ERAA in ihrem nächsten Monitoring-Bericht eingehen und daraus Handlungsoptionen für Deutschland ableiten, z. B. eine Anpassung der Kapazitätsreserve. Die Ergebnisse des ERAA bilden zukünftig die Grundlage für den Nachweis, ob eine Kapazitätsreserve in Höhe von 2 GW für Deutschland überhaupt notwendig ist. Die Expertenkommission forderte solch einen transparenten und nachvollziehbaren Nachweis bereits in der Vergangenheit (vgl. Absatz 198 in EWK, 2018).

[61] In den MAFs deutet ein positiver LOLE-Wert lediglich auf eine Ressourcen-Unzulänglichkeit auf dem Markt hin. Eine Lastunterdeckung aufgrund von Übertragungs- und Verteilungsfehlern oder Nachfrage- und EE-Prognosefehlern wird nicht berücksichtigt.

[62] Die in MAF 2020 getroffenen Annahmen berücksichtigen den Einfluss der Corona-Pandemie nicht.

[63] FBMC berücksichtigt beim Handel zwischen zwei Ländern nicht nur die verfügbare grenzüberschreitende Handelskapazität („Net Transfer Capacity“, NTC), sondern auch die Auswirkung des Handelsflusses auf die benachbarten Staaten. Es wird seit 2015 zur Bestimmung der grenzüberschreitenden Handelskapazitäten für die CWE-Region (Central-West Europe) angewendet und soll 2021 auf die CEE-Region (Central-East Europe) ausgedehnt werden. In den zentralen Berechnungen der MAFs wurde bisher die vereinfachte Betrachtung von saisonalen NTCs als Kapazitätsgrenze für die Handelsflüsse gewählt.

Tabelle 14: Vergleich der „Loss of Load Expectation“ (LOLE) für das Jahr 2025 aus unterschiedlichen Studien für die Länder der „Penta-Region“ und nationaler Sicherheitsstandard in [h/a]

	Sicherheits-standard	MAF 2018		MAF 2019		MAF 2020	PLEF (2020)*		
		Base Case	Low Carbon	Base Case	Low Carbon	Base Case	Base Case	Low Gas	Low Nuclear
AT	-	0.0	0.7	0.0	0.1	0.0	1.7	3.8	2.3
BE	3	2.0	12.3	1.1	1.6	0.2	3.3	8.1	4.6
CH	-	0.0	0.9	0.3	0.2	0.0	0.2	1.4	2.9
DE	5	0.0	3.3	0.3	0.6	0.0	0.6	1.6	0.7
FR	3	2.1	6.1	2.7	3.1	1.2	3.3	7.1	4.6
LU**	-	(0.0-3.1)	(0.0-17.8)	0.9	1.5	0.0	0.6	1.6	0.7
NL	4	0.2	5.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Anmerkungen: In MAF 2018 wurden im Szenario „Low Carbon“ im Vergleich zu „Base Case“ in den hier betrachteten Ländern 10 GW Kohlekapazität reduziert (davon 8,3 GW in Deutschland). In MAF 2019 ist die höhere Kohlereduktion schon in „Base Case“ berücksichtigt, während „Low Carbon“ zusätzliche Reduktionen in anderen Ländern annimmt. *In Szenario „Low Gas“ wird eine Reduktion der Gaskapazitäten um 7,5 GW unterstellt, in Szenario „Low Nuclear“ eine Reduktion der Kernenergiekapazität um 2,9 GW und eine niedrigere verfügbare Handelskapazität (NTC) mit der Schweiz. **In MAF 2018 werden für Luxemburg vier mögliche Regionen betrachtet, deren LOLE-Werte in dem hier angegebenen Intervall liegen.
Quelle: ENTSO-E (2018, 2019, 2020), PLEF (2020)

267. Auch das „Generation Adequacy Assessment“ des Pentalateralen Energieforums (als Ergebnis einer Zusammenarbeit zwischen den beteiligten Übertragungsnetzbetreibern und Vertretern der Ministerien, Marktakteure und Regulierungsbehörden) aus dem April 2020 (PLEF, 2020) kommt im Szenario „Base Case“ für das Jahr 2025 zu dem Schluss, dass die LOLE-Werte die länderspezifischen Sicherheitsstandards nicht oder nur marginal überschreiten. Zwei Sensitivitätsszenarien zeigen, dass es ein Risiko der Lastunterdeckung gibt, insbesondere in Frankreich und Belgien, wo der Sicherheitsstandard deutlich überschritten wird (vgl. Tabelle 14). Die Werte sind grundsätzlich höher als die der MAFs, da in den MAFs fünf verschiedene Tools zum Einsatz kommen und ein Durchschnitt für den ausgegebenen LOLE-Wert berechnet wird, während die Ergebnisse der PLEF (2020) Studie nur von einem Tool bestimmt werden. Außerdem wird im Gegensatz zu den MAFs ein FBMC-Modellansatz implementiert, der den möglichen grenzüberschreitenden Handel verglichen mit dem NTC-Ansatz stärker einschränkt. Die Szenarien berücksichtigen für 2025 das Ziel des „Clean Energy Package“, dass 70 % der grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten für den Handel zur Verfügung stehen müssen (vgl. Kapitel 6), sowie den von der Kohlekommission geplanten Kohleausstiegspfad. Wie in den MAFs werden auch hier keine Netzengpässe innerhalb der Preiszonen und mögliche Auswirkungen auf die grenzüberschreitenden Handelskapazitäten berücksichtigt. Das Szenario „Low Gas“ verdeutlicht auch hier die Auswirkung der Penta-Region auf die Versorgungssicherheit in Deutschland, da der LOLE-Wert in Deutschland in diesem Szenario ansteigt, obwohl die Gas-Kapazität unverändert zum „Base Case“ ist.[64]

268. Zusammenfassend zeigt sich, dass inzwischen einige Studien auf nationaler und internationaler Ebene existieren, die eine Beurteilung der Versorgungssicherheit in den kommenden Jahren erlauben. In der Einordnung dieser Ergebnisse für Deutschland lässt sich allerdings feststellen, dass die Ergebnisse auch stark von den

[64] Bei den LOLE-Werten von Deutschland und Luxemburg in Tabelle 14 wurde in einer ex-post Analyse zusätzlich zu den am Markt verfügbaren Erzeugungskapazitäten auch eine Kapazitätsreserve von 2 GW in 2025 berücksichtigt. Ohne diese würde der LOLE in Szenario „Base Case“ bei 2,1 h/a und in Szenario „Low Gas“ bei 4,3 h/a liegen (und 2,7 h/a in Szenario „Low Nuclear“).

getroffenen Annahmen zum erwarteten Marktdesign, den Inputdaten und den verwendeten Methoden abhängen. Das bedeutet, dass selbst ein LOLE-Wert nahe 0, wie z. B. in MAF 2020 gesehen, für ein bestimmtes Land nicht notwendigerweise bedeutet, dass es keine Knappheit gibt. Stattdessen sollte der Wert im Zusammenhang mit den Annahmen gesehen werden, die die zugrundeliegenden Eingabedaten prägen. Für die Versorgungssicherheit kritische Situationen können zudem in sehr wenigen Stunden auch dann auftreten, wenn der LOLE (als statistischer Mittelwert) grundsätzlich sehr niedrig ist.[65]

269. Unter Berücksichtigung der hier diskutierten Studien geht die Expertenkommission davon aus, dass der gesetzlich festgelegte Kohleausstieg mittelfristig zu keinen Verwerfungen auf dem Strommarkt führen dürfte. In der längeren Sicht oder bei einem möglicherweise marktgetriebenen rascheren Kohleausstieg bis 2030 (vgl. Kapitel 2) mag dies anders sein. Deshalb begrüßt die Expertenkommission auch grundsätzlich die Regelung des im August 2020 verabschiedeten Kohleausstiegsgesetzes auf Durchführung eines Monitoring- und Evaluierungsprozesses mit Überprüfungen in den Jahren 2022, 2026 und 2029 (vgl. Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG), §54). Kohleausstieg, Netzausbau und Ausbau der Erneuerbaren Energien interagieren stark miteinander und bedingen sich zum Teil auch gegenseitig (vgl. auch die Diskussion in den Kapiteln 4 und 6). Daher ist es wichtig, zu verhindern, dass Versäumnisse in einem Bereich zu Verzögerungen oder weniger ambitionierten Anpassungen in den anderen Bereichen führen. Aus diesem Grund sollte die Bundesregierung alles ihr Mögliche tun, damit Verzögerungen beim Netzausbau oder EE-Ausbau nicht eine Verlängerung der Laufzeit von Kohlekraftwerken nach sich ziehen (wie im KVGB, §34, als Option vorgesehen). Dazu ist es wichtig, Probleme frühzeitig zu erkennen, um im Fall, dass sich eine Gefährdung der Versorgungssicherheit abzeichnet, weitere unterstützende Maßnahmen ergreifen zu können.

270. Neben der Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität wird durch die Abkehr von konventionellen Energieträgern auch die Versorgungssicherheit bei (synthetischem) Gas und Wasserstoff eine immer wichtigere Rolle spielen (vgl. Kapitel 11) und sollte zukünftig auch Beachtung im Monitoring-Bericht der Bundesregierung finden.

7.2 Reservemechanismen in Deutschland

271. Der achte Monitoring-Bericht der Bundesregierung legt dar, dass in den letzten Jahren zunehmend Reservekapazitäten von Seiten der Netzbetreiber beschafft wurden, welche die Funktionsweise des Strommarkt 2.0 sichern sollen. Diese werden über das Netzentgelt finanziert und belasten den Endverbraucher zusätzlich (2018: 21 % der Kosten für Systemdienstleistungen). Für seltene Extremereignisse mit unvorhersehbarer Eintrittswahrscheinlichkeit kann der Strommarkt selbst keine Vorsorge treffen. Die Absicherung für diese Risiken fällt vielmehr in den Bereich der staatlichen Risikovorsorge durch Reserven, die zusätzlich zum Strommarkt in Extremsituationen zur Verfügung stehen. Mit der Kapazitätsreserve soll gemäß § 13e EnWG ab Oktober 2020 außerhalb des Strommarktes eine Reserve in Höhe von 2 GW gebildet werden, deren Leistung von Erzeugungsanlagen, Speichern sowie regelbaren Lasten vorgehalten werden kann. Diese kann eingesetzt werden, falls sich am Markt kein ausreichendes Angebot zur Deckung der Nachfrage einstellt. Wesentliches Ziel der Kapazitätsreserve ist es, die

[65] Die meisten probabilistischen Studien zur Beurteilung der Versorgungssicherheit konzentrieren sich hauptsächlich auf die im Mittel erwarteten Situationen durch Verwendung statistischer Indikatoren wie z. B. dem LOLE. Aus Sicht der Systemsicherheit ist ein sicherer Betrieb des Systems zu jedem Zeitpunkt notwendig. Das Risiko kritischer Situationen, die innerhalb des normalen Systembetriebs nicht bewältigt werden können, spiegelt sich jedoch nicht in den LOLE-Werten der Simulationsergebnisse wieder. Daher wird in den MAFs als weiterer Indikator der LOLE95 als 95. Perzentil der für jedes Simulationsjahr berechneten LLD-Werte („Loss of Load Duration“) angegeben, was einer Eintrittswahrscheinlichkeit von einem Fall in 20 Jahren entspricht. Der LOLE berechnet sich als Mittelwert über alle LLD-Werte.

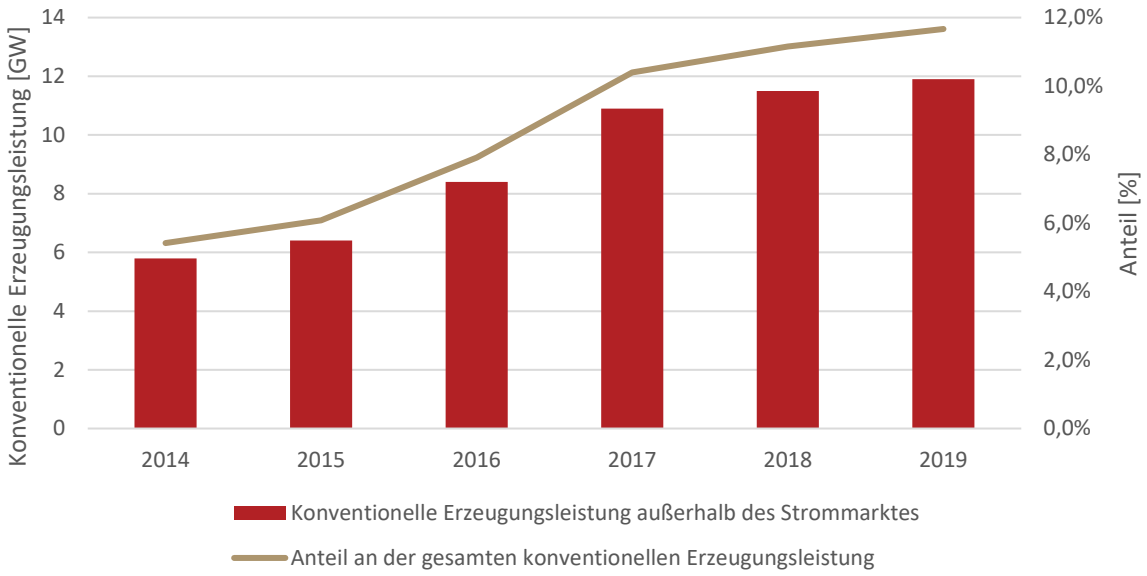
Stromversorgung zusätzlich gegen Extremereignisse abzusichern (BMWi, 2019). Mit Gebotstermin am 01.12.2019 wurden für den Erbringungszeitraum von 01.10.2020 bis 30.09.2022 Kapazitäten in Höhe von 1.056 MW mit einem Zuschlagswert für alle Kapazitätsreserveanlagen von 68.000 Euro/MW pro Jahr unter Vertrag genommen.[66] Somit kam es zu einer deutlichen Unterdeckung der Ausschreibung mit einer Gesamtnachfrage nach 2 GW Reservekapazität.

272. Da die Stilllegung konventioneller Kraftwerke, u. a. durch Atom- und Kohleausstieg, insbesondere im Süden Deutschlands mit einem deutlichen Rückgang von Marktkraftwerken mit Redispatch-Potenzial einhergeht, werden im Rahmen der Netzreserve nach § 13d EnWG Kraftwerke in dieser Region vorgehalten, die von den Netzbetreibern für das Netzengpassmanagement eingesetzt werden sollen, wenn die im Markt befindlichen Anlagen nicht ausreichen. Mit Einführung der Kapazitätsreserve sollen auch die darin gebundenen Anlagen, sofern diese in netztechnisch geeigneten Regionen stehen, von den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen des Netzengpassmanagements eingesetzt werden. Neben Kapazitäts- und Netzreserve wurden bis Oktober 2019 als Beitrag zur Erreichung der Klimaziele acht Braunkohleblöcke in die Sicherheitsbereitschaft nach § 13g EnWG überführt. Diese Kraftwerksblöcke sind vorläufig stillgelegt, können aber in Extremsituationen wieder aktiviert werden.

273. In ihrem Bericht von 2018 hatte die Expertenkommission bereits ausführlich und kritisch über die verschiedenen Reservemechanismen berichtet (vgl. Absatz 197 ff. in EWK, 2018). Abbildung 26 zeigt die bisherige Entwicklung der gesamten konventionellen Kraftwerkskapazität und der außerhalb des Marktes gebundenen Kraftwerkskapazitäten in den diversen Reservemechanismen. Während die konventionellen Kraftwerkskapazitäten in den letzten Jahren leicht zurückgegangen sind (von 104,8 GW in 2017 auf 103,1 GW in 2018 und 102,0 GW in 2019), sind die Kraftwerkskapazitäten, die auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber außerhalb des Strommarktes betrieben werden, weiter angestiegen und betragen mittlerweile 11,7 % der gesamten konventionellen Kapazität.

[66] Für eine detaillierte Auflistung der Anlagen siehe https://www.netztransparenz.de/EnWG/Kapazitaetsreserve.

Abbildung 26: Übersicht über die außerhalb des Marktes gebundenen Kraftwerkskapazitäten



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA/BKartA (2014, 2016a, 2016b, 2017, 2019, 2020)

274. Durch den Atom- und Kohleausstieg wird sich die konventionelle Erzeugungsleistung in den kommenden Jahrzehnten stark verringern. Momentan ist jedoch nicht abzusehen, dass der Bedarf an Reservekapazitäten sinken wird. Die bis 2023 auslaufende Sicherheitsbereitschaft[67] wird voraussichtlich durch die 2020 eingeführte Kapazitätsreserve von zunächst geplanten 2 GW bis 2022 ersetzt. Durch den weiteren Wegfall von Erzeugungsleistung im Süden und dem sich weiter verzögernden Netzausbau (vgl. Kapitel 6) ist eher mit einer weiteren Zunahme an Reservekapazitäten zu rechnen. So hat die Bundesnetzagentur im April 2020 einen erhöhten Bedarf an Reservekraftwerken für das Winterhalbjahr 2024/2025 (8.042 MW im Vergleich zu 6.598 MW in 2018/2019 und 2019/2020) festgestellt (BNetzA, 2020b). Zusätzlich plant der NEP 2019-2030 zum ersten Mal unter dem Stichwort „Netzbooster“ mit dem Einsatz von 900 MW Batteriespeicher im Verantwortungsbereich der Übertragungsnetzbetreiber. Mit den verschiedenen Reserven wird ein signifikanter Anteil konventioneller Kapazitäten außerhalb des Strommarkts über die Netzentgelte finanziert. Dies widerspricht grundsätzlich der Idee des „Energy Only“-Marktes und bedeutet faktisch die Einrichtung eines „Schatten-Kapazitätsmarktes“. Die Expertenkommission hat daher in ihrer letzten Stellungnahme vorgeschlagen, den Anteil der Reserven an der gesamten Erzeugungskapazität zu überwachen und deren Kosten-Nutzen-Verhältnis zu bewerten (EWK, 2019). Vor diesem Hintergrund sind die aktuellen Entwicklungen im Rahmen des ERAA auf europäischer Ebene und die Definition eines aussagekräftigen Indikators und eines volkswirtschaftlich effizienten Schwellenwerts für die Versorgungssicherheit durch die Bundesregierung als Grundlage für die Bewertung zu begrüßen.

275. Neben der Bewertung und Anpassung von Kapazitätsmechanismen sollte die Bundesregierung sicherstellen, dass auch am Markt für privatwirtschaftliche Akteure genügend Anreize bestehen, bei knappen Kapazitäten

[67] Im Oktober 2019 wurden die letzten zwei der acht dafür vorgesehenen Braunkohlekraftwerksblöcke (insgesamt 2,7 GW, was 13 % der installierten Braunkohleleistung entspricht) in die Sicherheitsbereitschaft überführt, wobei jeder Block nach vier Jahren endgültig stillgelegt wird. Das erste Kraftwerk wurde im Oktober 2016 aufgenommen und wurde somit im Oktober 2020 endgültig stillgelegt. Ein kontinuierlicher Rückgang erfolgt nun bis zum Oktober 2023.

am richtigen Ort zu investieren. Dafür kann es notwendig sein, über regional differenzierte Anreize nachzudenken (vgl. auch Kapitel 6). Außerdem ist eine freie Preisbildung am Stromgroßhandelsmarkt, ohne eine restriktive obere Preisschranke, für Investitionsanreize bedeutsam.

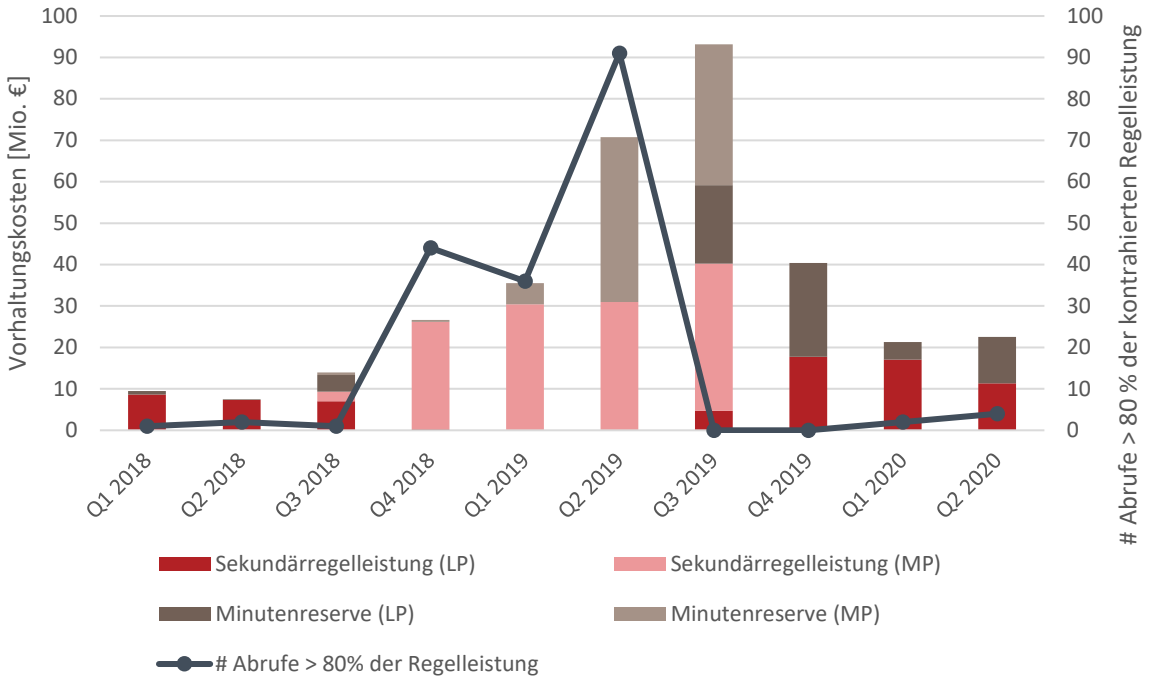
7.3 Regelenergiemärkte und Bilanzkreistreue

276. Für die Systemsicherheit als wesentliches Element der Versorgungssicherheit spielen die Regelenergiemärkte eine wichtige Rolle, mit deren Hilfe Abweichungen von der Netzfrequenz adressiert werden. Für einen effizient funktionierenden Markt ist insbesondere das Beschaffungsdesign wichtig, welches seit 2018 mehrfach umgestellt wurde. Die Expertenkommission empfiehlt, diese Entwicklungen zukünftig im Monitoring-Bericht zu diskutieren und zu bewerten. Gerade wenn das Beschaffungsdesign zu niedrigen Arbeitspreisen und somit zu niedrigeren Ausgleichsenergiepreisen[68] führt, kann das zu verzerrten Anreizen für die Bilanzkreistreue der Bilanzkreisverantwortlichen und somit zu einer Gefährdung der Versorgungssicherheit führen, was im Juni 2019 zu beobachten war. Achten hingegen alle Bilanzkreisverantwortlichen auf einen ausgeglichenen Bilanzkreis sollten keine systemkritischen Abweichungen entstehen. Die Implementierung einer Verpflichtung zur Bilanzkreistreue, z. B. durch Sanktionierung bei Fehlverhalten oder durch marktliche Anreize, ist zentral, da dies zu einer angemessenen Bepreisung von Flexibilitätsoptionen führt und damit langfristig Versorgungssicherheit schafft.

277. Im Oktober 2018 wurde das Mischpreisverfahren als neuer Zuschlagmechanismus bei der Ausschreibung von Regelenergie eingeführt. Auslöser für die Änderung waren hohe Arbeitspreise, die im Herbst 2017 von einzelnen Anbietern aufgerufen werden konnten. In Folge der Einführung des Mischpreisverfahrens haben sich nun die Kosten für Regelenergie von den Einsatzkosten (durch niedrigere Arbeitspreise) zu den Vorhaltungskosten (durch höhere Leistungspreise) verlagert (vgl. Abbildung 27, Primärachse). Während die Kosten für den Einsatz von Regelenergie von den verursachenden Bilanzkreisverantwortlichen über den Ausgleichsenergiepreis getragen werden, werden die Kosten für die Vorhaltung der Regelleistung von den Verbrauchern über die Netzentgelte bezahlt. Das gemeinsame Auftreten von hohen Leistungs- und niedrigen Arbeitspreisen kann allerdings zu Problemen für die Versorgungssicherheit führen. Durch die mit dem Mischpreisverfahren günstiger gewordene Regelenergie kann der Ausgleich des Bilanzkreises aus der Regelreserve teilweise günstiger sein als der kurzfristige Ausgleich über den Intraday-Markt. Dies führte seit Einführung des Mischpreisverfahrens zu einem deutlichen Anstieg der abgerufenen Regelenergie. Dabei kam es insbesondere zu einem starken Anstieg an Viertelstunden mit Abrufen von mehr als 80 % der verfügbaren Mengen an Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung (vgl. Abbildung 27, Sekundärachse). Viertelstunden, in denen 80 % der kontrahierten Regelleistung abgerufen werden, werden als systemkritische Situationen bezeichnet. Vor Einführung des Mischpreisverfahrens traten solche Situationen nur sehr selten auf. Auch haben Bilanzkreisverantwortliche durch die gesunkenen Ausgleichsenergiepreise weniger Anreize, weiter in Prognoseverbesserungen zu investieren, um den eigenen Bilanzkreis ausgeglichen zu halten. Außerdem entstehen durch solche letztlich vermeidbaren Knappheiten auch zusätzliche Anreize für dominierende, pivotale Großakteure auf dem Regelenergiemarkt hohe Gewinne durch strategische Gebote abzuschöpfen.

[68] reBAP steht für „regelzonenübergreifender einheitlicher Bilanzausgleichsenergiepreis“ und wird verkürzt auch Ausgleichsenergiepreis genannt.

Abbildung 27: Vorhaltungskosten und Anzahl der Viertelstunden mit Abrufen von mehr als 80 % der kontrahierten Sekundärregel- und Minutenreserveleistung



Anmerkung: „LP“ steht für Beschaffung nach dem Leistungspreisverfahren, „MP“ für Beschaffung nach dem Mischpreisverfahren. Das Mischpreisverfahren war für die Beschaffung der Regelleistung für den 12. und 13. Juli 2018 und für die Zeit von 15. Oktober 2018 bis 30. Juli 2019 im Einsatz.
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von regelleistung.net

278. Im Juni 2019 kam es an mehreren Tagen zu kritischen Situationen mit negativen Auswirkungen auf das Stromnetz als die Übertragungsnetzbetreiber eine Unterversorgung des Stromnetzes mit Hilfe von Regelenergie ausgleichen wollten und der eigentliche Bedarf an positiver Regelleistung die vorgehaltene Menge deutlich übertraf. Insgesamt lässt sich feststellen, dass das Mischpreisverfahren zu einem deutlichen Anstieg bei den Vorhaltungskosten und bei der abgerufenen Regelenergie mit Folgen für die Systemsicherheit geführt hat. Diese Entwicklung wurde von vielen Akteuren erwartet, u. a. auch von der Expertenkommission, die das Mischpreisverfahren in ihrer letzten Stellungnahme als Schritt in die falsche Richtung bezeichnet hat (vgl. Absatz 429 in EKW, 2019). Im Juli 2019 wurde das Mischpreisverfahren vom Oberlandesgericht (OLG) Düsseldorf gekippt und zum 31.07.2019 wieder auf das Leistungspreisverfahren umgestellt. Mit der Umstellung kam es wie zu erwarten zu einem sprunghaften Anstieg der Arbeitspreise und zu einem Rückgang der Leistungspreise auf das Niveau nahe 0 Euro/MW, also zu ähnlichen Preisen wie Mitte 2018 vor der Umstellung auf das Mischpreisverfahren (vgl. Regelleistung-Online, 2019). Außerdem war ein deutlicher Rückgang des Einsatzes von positiver Regelarbeit zu beobachten, was ebenfalls darauf hindeutet, dass hohe Arbeitspreise und damit verbunden höhere Ausgleichsenergiepreise die Bilanzkreisverantwortlichen zu einer besseren Bewirtschaftung ihrer Bilanzkreise motivieren.

279. Am 2. November 2020 erfolgte die Inbetriebnahme des durch die „Electricity Balancing Guideline“ der EU vorgeschriebenen Regelarbeitsmarktes in Deutschland, der getrennte Auktionen für Leistung und Arbeit vorsieht (vgl. Übertragungsnetzbetreiber, 2020). Dabei erfolgt eine separate Beschaffung von Regelleistung (am Vortag) und Regelarbeit (bis 60 Minuten vor dem Realisierungszeitpunkt). Gehandelt werden Produktzeitscheiben von

vier Stunden. Anlagen, die am Regelleistungsmarkt einen Zuschlag für eine Zeitscheibe erhalten haben, sind verpflichtet die bezuschlagte Menge am Regelarbeitsmarkt anzubieten. Zusätzlich können auch präqualifizierte Akteure am Regelarbeitsmarkt bieten, die nicht am Regelleistungsmarkt teilgenommen haben oder dort keinen Zuschlag erhalten haben. Dies soll zu mehr Wettbewerb und somit zu niedrigeren Arbeitspreisen führen. Die Vorfälle aus 2019 zeigen, welche Bedeutung die Regelenergiemärkte und die Bilanzkreistreue für ein funktionierendes Stromsystem haben und dass nicht leichtfertig daran Änderungen vorgenommen werden sollten. Vor diesem Hintergrund empfiehlt die Expertenkommission, die weiteren Entwicklungen unter dem neuen Regelarbeitsmarktdesign von Anfang an aufmerksam zu beobachten und auszuwerten, um bei Fehlentwicklungen rechtzeitig reagieren zu können. Das Marktdesign für die Beschaffung und den Einsatz der Regelenergie sollte so ausgestaltet sein, dass Bilanzkreisverantwortliche einen Anreiz haben ihren Bilanzkreis vor dem Erfüllungszeitpunkt so gut wie möglich auszugleichen, z. B. über den Intraday-Markt oder durch Verbesserung ihrer Prognose-Tools. Mit der Einführung des Regelarbeitsmarktes ist eine Senkung der Kosten für das Ausgleichsenergiesystem zu erwarten. Die Expertenkommission empfiehlt daher wie schon in der Stellungnahme aus dem Jahr 2019 eine Überarbeitung des Ausgleichsenergiepreissystems, beispielsweise durch die Berücksichtigung der Vorhaltungskosten für Regelleistung im Ausgleichsenergiepreis.

8 Energieeffizienz

Das Wichtigste in Kürze

Die bisherigen Monitoring-Berichte der Bundesregierung haben regelmäßig die zu geringen Fortschritte bei der Endenergieeffizienz offengelegt und die Expertenkommission hat in ihren Kommentierungen ebenso regelmäßig diesen Missstand beklagt und mehr Anreize gefordert, um die Entwicklung in die gewünschte Richtung zu lenken. Die angestrebte Steigerung der Endenergieproduktivität um jahresdurchschnittlich 2,1 % wird weiterhin deutlich verfehlt. Sie nahm im Durchschnitt der Jahre 2008 bis 2019 lediglich um rund 1,3 % (bereinigt 1,2 %) zu. Um die Lücke zur Zielerreichung im Jahr 2020 zu schließen, wäre vom Jahr 2019 zum Jahr 2020 eine Steigerung um rund 6 % erforderlich. Dies erscheint auch vor dem Hintergrund der Corona-Pandemie kaum möglich.

Um bis 2030 auf den Zielpfad zu gelangen, müsste die Zunahme der Endenergieproduktivität noch annähernd um den Faktor 3 gesteigert werden. Eine derartige Entwicklung setzt eine deutliche Verminderung des Endenergieverbrauchs voraus, die aus Sicht der Expertenkommission mit den bisher umgesetzten Maßnahmen kaum zu realisieren sein wird. Bisher ist nur bei den privaten Haushalten eine leicht rückläufige Entwicklung des Endenergieverbrauchs festzustellen, während er in der Industrie praktisch stagniert und im Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen sowie vor allem im Verkehr eher steigende Tendenzen aufweist.

Im Verkehr sind dafür vor allem die steigenden Verkehrsleistungen sowie die strukturellen Veränderungen im Fahrzeugbestand verantwortlich, die durch die Verbesserungen der Energieeffizienz nicht ausgeglichen werden konnten. Bei auch künftig zunehmenden Verkehrsleistungen, wie sie der Bundesverkehrswegeplan unterstellt, müsste die Energieeffizienz drastisch erhöht werden, um einen wirklich sinkenden Energieverbrauch und niedrigere Treibhausgasemissionen zu erreichen. Aus Sicht der Expertenkommission wird auch politisch zu entscheiden sein, ob man weiterhin im Wesentlichen nur auf Effizienz und Kraftstoffsubstitution setzen oder zusätzlich auch verkehrsverlagernde Maßnahmen in den Fokus nehmen will (vgl. auch Kapitel 9).

In den vergangenen zehn Jahren ist der witterungsbereinigte Energieverbrauch im Gebäudebereich (nach der Definition des Bundeswirtschaftsministeriums) zwar um 6,6 % zurückgegangen, im Jahr 2019 wurde den Daten zufolge jedoch wieder 0,5 % mehr Energie benötigt als im Jahr zuvor. Ähnlich wie beim gesamten Endenergieverbrauch kann auch in der Sparte, die auf Gebäude entfällt, kaum von einer Effizienzsteigerung gesprochen werden. Vor diesem Hintergrund ist es umso bemerkenswerter, dass der NAPE 2.0 weder für den Energieverbrauch im Gebäudebereich insgesamt, noch für die Subsektoren Haushalte, GHD oder Industrie, noch für die o.g. Anwendungsbereiche eigene Effizienzziele enthält.

280. Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz sind neben der wachsenden Nutzung von erneuerbaren Energiequellen eine zweite wichtige Säule zur Defossilisierung im Gebäude- und Verkehrssektor in Deutschland ebenso wie in Europa. Dabei betreffen beide Bereiche ganz unmittelbar den Endverbraucher: Die durchschnittliche Quote des Wohneigentums in Deutschland liegt bei rund 45 % (Bode, 2017); rund 14 % der verfügbaren Haushaltseinkommen werden in Deutschland im Durchschnitt für Mobilität und Verkehr ausgegeben – damit liegen die Konsumausgaben (ohne Kfz-Steuer und Versicherungen) für Mobilität, insbesondere für Anschaffung und Betrieb eines Pkw, fast genauso hoch wie für Nahrungsmittel, Getränke und Tabakwaren (Destatis, 2019)[69].

[69] Die privaten Konsumausgaben für Verkehr betrugen laut Laufender Wirtschaftsrechnung 2019 des Statistischen Bundesamtes 351 Euro im Monat je Haushalt, die Ausgaben für Nahrungsmittel, Getränke und Tabakwaren beliefen sich auf 356 Euro/Monat. Besonders der motorisierte Individualverkehr schlägt bei den Haushalten zu Buche: Auf Kauf oder Leasing und Betrieb von Kraftfahrzeugen entfielen im Jahr 2019 fast 80 % der Konsumausgaben der Privathaushalte für Verkehr (Destatis, 2020b, S. 19).

Dementsprechend unterliegen Maßnahmen mit direkten Auswirkungen auf die Endverbraucherpreise einer hohen öffentlichen Aufmerksamkeit im Spannungsfeld zwischen dem auf gesamtgesellschaftlicher Ebene als notwendig anerkannten Klimaschutz und der Kostenbelastung auf der Ebene der einzelnen Privathaushalte. Dies macht sie hinsichtlich ihrer Durchsetzung politisch besonders anspruchsvoll. Gerade Energieeffizienzmaßnahmen können aber die unmittelbar betroffenen Endverbraucher langfristig vor weiter steigenden Kostenbelastungen durch die Energie- und CO_2-Preisentwicklung schützen. Die entsprechenden Investitionsentscheidungen von Endverbrauchern sollten durch die Maßnahmen und den gesetzlichen Rahmen, sowohl auf Bundes- als auch auf europäischer Ebene, aktiv unterstützt werden. Bei der Maßnahmengestaltung ist dabei zu berücksichtigen, dass Kosteneinsparungen zu Rebound-Effekten führen können, die Effizienzgewinne kompensieren oder sogar überkompensieren. Dabei muss das Thema „Energieeffizienz“ insgesamt systemisch gedacht werden: Effizienz wird nicht nur durch mehr Leistung pro eingesetzter Energiemenge erzeugt, sondern auch durch Verlagerungsstrategien bei gleichzeitiger Befriedigung vorhandener Bedürfnisse nach Wärme oder Kühlung und Mobilität. Die folgenden Ausführungen geben einen kurzen Einblick in die aktuellen Entwicklungen zur Energieeffizienz in Deutschland und liefern damit ergänzende Hintergrundinformation, Einblicke und Einordnungen zum achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung, insbesondere zu den Kapiteln 5 und 6.

8.1 Primärenergieverbrauch

281. Im Rahmen der Energieeffizienzstrategie 2050, die die Bundesregierung Mitte Dezember 2019 vorgelegt hat, soll Deutschland zur energieeffizientesten Volkswirtschaft weltweit umgebaut werden. Herzstück der dort formulierten Zielvorstellungen ist der aktualisierte Nationale Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE 2.0). Nach diesem Plan soll, wie auch im achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung vorgestellt, bis zum Jahr 2030 der Primärenergieverbrauch in Deutschland (bezogen auf das Jahr 2008) um insgesamt 30 % verringert werden. Dies entspricht einer absoluten Energieverbrauchseinsparung von rund 4.300 PJ oder knapp 1.200 TWh. Das „neue“ Ziel setzt den bisher eingeschlagenen Kurs der linear verteilten, schrittweisen Reduktion des Primärenergieverbrauchs fort – im NAPE waren für die Zieljahre 2020 Minderungsbeiträge in Höhe von minus 20 % und für 2050 von minus 50 % vorgesehen (jeweils bezogen auf das Basisjahr 2008). Wie in Kapitel 2.1 aufgezeigt, wird diese lineare Verteilung der Reduktionsanforderungen bei einem auf EU-Ebene verschärften Klimaschutzziel für 2030 voraussichtlich nicht ausreichen, um den für Deutschland erforderlichen Beitrag zu leisten. Es wären deutlich weitergehende und zusätzliche Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz zu ergreifen.

282. Das Erreichen absoluter Vorgaben zur Energieeinsparung stellt allerdings noch keine Garantie dafür dar, dass zugleich die Energieeffizienz einer Volkswirtschaft steigt. Vielmehr können absolute Einsparungen u.U. in hohem Maße auf die gesamtwirtschaftliche Entwicklung (Konjunktur), den Strukturwandel oder auf Sondereffekte wie den Einfluss der Temperatur zurückzuführen sein. Im achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung wird versucht, dies über eine Komponentenzerlegung zu veranschaulichen, die allerdings nur aufzeigt, dass die bisher erzielten Effizienzfortschritte weitestgehend durch die gegenläufigen Effekte des Wirtschafts- und Bevölkerungswachstums kompensiert wurden. Umgekehrt folgt aus der alleinigen Verbesserung der Energieeffizienz nicht zwingend eine absolute Energieeinsparung, weil spezifische Einsparerfolge, z. B. durch den Einsatz moderner Technologien, durch andere Faktoren wie das Wirtschaftswachstum und die Witterung (über)kompensiert werden können.

283. Unabhängig davon bleiben anhand der beobachteten aktuellen Entwicklung des Primärenergieverbrauchs weiterhin berechtigte Zweifel, ob die für 2020 ebenso wie die für 2030 formulierten Ziele mit den bisher eingeleiteten bzw. noch geplanten Maßnahmen überhaupt erreicht werden können. Zwar verringerte sich der Primärenergieverbrauch nach ersten vorläufigen Berechnungen der AG Energiebilanzen im abgelaufenen Jahr 2019 gegenüber dem Basisjahr 2008 um knapp 11 % auf 12 779 PJ (witterungs- und lagerbestandsbereinigt

12 935 PJ), vom angestrebten Zielwert für das Jahr 2020 ist der Primärenergieverbrauch allerdings weitere 10 Prozentpunkte entfernt. Dies bestätigen auch die Ausführungen des achten Monitoring-Berichts, ohne allerdings Gegenmaßnahmen aufzuzeigen. Diese Lücke wird voraussichtlich auch durch die Auswirkungen der Corona-Pandemie nicht vollständig geschlossen, zumal sich diesbezüglich die Frage nach der Nachhaltigkeit der Entwicklungen stellt. Eine Zielerreichung aufgrund der Corona-Pandemie, ohne die notwendigen strukturellen Änderungen eingeleitet zu haben, wäre allenfalls als Scheinerfolg einzuordnen. Im Hinblick auf das neue Zieljahr 2030 beträgt die Reduktionslücke sogar rund 2.700 PJ, was einem erforderlichen Rückgang um 21 % innerhalb einer Dekade entspräche (vgl. auch Kapitel 2.1Klimaschutzziele für das Jahr 2030).

284. Bei der Interpretation der bisherigen Einsparerfolge ist zudem zu berücksichtigen, dass der Rückgang des Primärenergieverbrauchs in den vergangenen Jahren in hohem Maße auch auf statistische Effekte zurückzuführen ist, die aus der primärenergetischen Bewertung der Kernenergie ebenso wie der erneuerbaren Energien (Wind, Wasser, Photovoltaik) resultieren und nicht aus „technischen“, „organisatorischen“ oder „strukturellen“ Effizienzverbesserungen.

285. So ist 2019 insbesondere die Stromerzeugung aus fossilen, konventionellen Energieträgern weiter gesunken. Insbesondere der Einsatz von Steinkohle, aber auch von Braunkohle zur Verstromung in Großkraftwerken ging 2019 um gut 20 % im Vergleich zum Vorjahreszeitraum zurück. Ursächlich dafür war u. a. das Ende der Steinkohlenförderung in Deutschland, die Überführung von mehreren Kraftwerksblöcken in die Sicherheitsbereitschaft, eine Minderförderung in Braunkohlentagebauen, insbesondere im Tagebau Hambach sowie eine gegenüber dem Vorjahr höhere Zahl von Kraftwerksrevisionen. Parallel dazu verringert sich die Stromerzeugung aus Kernenergie von Jahr zu Jahr durch das Abschalten von Kraftwerken nach dem im novellierten Atomgesetz festgelegten Fahrplan (Ende 2017 ging das Kraftwerk Gundremmingen B planmäßig vom Netz, Ende 2019 folgte Philippsburg 2). Nicht zuletzt aufgrund der Witterungsverhältnisse war eine deutliche Zunahme der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu verzeichnen.

286. Die primärenergetische Bewertung der brennstofffreien, regenerativen Energieträger wie Wind und Photovoltaik erfolgt nach der Wirkungsgradmethode, d. h. der Energieeinsatz wird dem Heizwert der erzeugten elektrischen Energie gleichgesetzt, der Wirkungsgrad liegt also bei 100 %. Im vorliegenden Fall führt dieser Umstand unweigerlich zu einem Absinken des Primärenergieverbrauchs, weil große Mengen fossiler Brennstoffe wie Kohle, die mit ihrem realen Heizwert bewertet werden, oder Kernenergie, deren Anlagen-Wirkungsgrad mangels empirischer Informationen mit 33 % angesetzt wird, substituiert werden.

Tabelle 15: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs im Rahmen der Energieeffizienzziele

	2008	2010	2015	2018	2019	IST 2008-2019	Ziel 2020	Ziel 2008-2020	SOLL 2019-2020	Ziel 2030
Primär-energie-verbrauch	**PJ**	**PJ**	**PJ**	**PJ**	**PJ**	**in %**	**PJ**	**in %**	**in %**	**PJ**
beobachtet	14.380	14.217	13.262	13.129	12.779	-11,1	11.504	-20,0	-10,0	10.066
bereinigt	14.390	13.854	13.415	13.416	12.935	-10,1	11.512	-20,0	-11,0	10.073
Primär-energie-produktivität	**€ / GJ**	**€ / GJ**	**€ / GJ**	**€ / GJ**	**€ / GJ**	**in %/a**	**€ / GJ**	**in %/a**	**in %/a**	**€ / GJ**
beobachtet	197,0	195,8	228,2	244,8	252,9	2,3	266,4	2,8	5,3	k.A.
bereinigt	196,9	200,9	225,6	239,6	249,9	2,2	266,2	2,8	6,5	k.A.

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis AGEB (2020a, 2020b) und Destatis (2020)

287. Die gesamtwirtschaftliche Primärenergieproduktivität, die als Quotient des realen Bruttoinlandproduktes und des Primärenergieverbrauchs definiert ist, also die Wirtschaftsleistung pro eingesetzter Energiemenge abbildet, bewegt sich mit einer Zunahme von 2,3 % pro Jahr weiterhin nicht auf dem Zielpfad der Bundesregierung, der 2,8 % pro Jahr anstrebt. Die Werte für die gesamtwirtschaftliche Energieeffizienz beim Primärenergieverbrauch verbesserten sich zwar durch die bereits genannten Veränderungen im Bereich der Stromerzeugung und durch Effizienzsteigerungen in anderen Sektoren der Energieumwandlung und -nutzung, das Erreichen des Ziels 2020 erscheint jedoch trotz der Corona-Pandemie nicht gesichert, zumal nicht die erforderlichen Transformationsfortschritte erkennbar sind, die zur Festigung eines nachhaltigen Trends erforderlich wären. Auf die längerfristige Entwicklung hat auch die Bereinigung des Primärenergieverbrauchs um Witterungseinflüsse und Lagerbestandseffekte, die in einigen Jahren Abweichungen um bis zu 4 % gegenüber den beobachteten Werten indiziert, keinen wesentlichen Einfluss. Die Bundesregierung führt die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs im achten Monitoring-Bericht im Jahr 2018 auf die gestiegenen Energiepreise, die milde Witterung und Verbesserungen bei der Energieeffizienz bzw. Energieproduktivität zurück. Für das Jahr 2019 werden zusätzlich weitere Verbesserungen bei der Energieeffizienz und Verschiebungen im Energiemix angeführt. Die Zielerreichung für 2020 wird als unwahrscheinlich eingeschätzt.

288. Nach Ansicht der Bundesregierung entfallen fast 60 % (rund 2.500 PJ) des Einsparpotenzials bis 2030 auf den Umwandlungssektor, ausgelöst durch den Wegfall von fossilen und nuklearen Kraftwerkskapazitäten (Stromerzeugung), die durch erneuerbare Technologien ersetzt werden sollen. Zusätzlich zu den schon bestehenden Instrumenten in den Sektoren Private Haushalte, GHD, Verarbeitendes Gewerbe und Verkehr im Rahmen des Nationalen Energie- und Klimaplans, die etwa 15 % der Primärenergieverbrauchsreduktion bedingen sollen, erhofft sich die Bundesregierung weitere, umfangreiche Einsparungen beim Endverbraucher durch die Energieeffizienzstrategie inkl. des NAPE 2.0 (vgl. folgende Abschnitte). Die Expertenkommission befürchtet, dass die avisierten Maßnahmen nicht ausreichen, um die erforderlichen Fortschritte bei der Energieeffizienz einzuleiten, zumal sie weder inhaltlich noch hinsichtlich ihres Umfangs grundlegende Neuerungen gegenüber bisherigen Maßnahmen darstellen.

8.2 Stromverbrauch

289. Der Bruttostromverbrauch in Deutschland, der seit 1990 mit Ausnahme des Jahres 2009 einen näherungsweise konstanten Verlauf zeigt, geht ersten Schätzungen zufolge im Jahr 2019 auf 572 TWh zurück. Dies

entspricht einem Rückgang um 2,8 % zum Vorjahreszeitraum und von 7,1 % im Vergleich zum Jahr 2008. Damit wurde in Deutschland im Jahr 2019 weniger Strom verbraucht als im Jahr der Weltwirtschaftskrise. Ursache dieser Entwicklung ist die konjunkturelle Abschwächung in Folge von Produktionsrückgängen speziell in der stromintensiven Industrie in der zweiten Jahreshälfte, aber auch im gesamten Verarbeitenden Gewerbe. Die Ursache hierfür liegt ausdrücklich nicht in der Corona-Pandemie, da es sich hierbei um die Entwicklung des Jahres 2019 handelt. Insofern erscheint die Zielsetzung für 2020 von -10 % im Vergleich zu 2008 durchaus noch erfüllbar, nachdem weder die Bundesregierung noch die Expertenkommission in ihren letzten Berichten optimistische Prognosen angestellt haben. Ersten Schätzungen zufolge fällt der Bruttostromverbrauch in den ersten drei Quartalen 2020 konjunkturbedingt sogar um weitere 5 % gegenüber dem Vorjahreszeitraum ab. Bestätigt sich diese Prognose, wäre die Effizienzmarke von -10 % aufgrund des durch die Corona-Pandemie verstärkten Konjunktureinbruchs tatsächlich noch erfüllt.

290. Außer Acht gelassen werden sollte an dieser Stelle jedoch keinesfalls, dass elektrischer Strom im Zuge der zunehmenden Digitalisierung für vielfältige Anwendungen in allen Endverbrauchssektoren, speziell aber auch im Bereich der Privaten Haushalte, benötigt wird und durchaus vorhandene Effizienzsteigerungen bei elektronischen Geräten aufgrund einer intensiveren Nutzung überlagert werden. Hinzu kommen weitere Hinweise auf steigende Strombedarfe aus den Sektoren Verkehr, Gebäude und Industrie wie im Kapitel 2.1 ausführlich erläutert. Es ist daher wahrscheinlich, dass der Stromverbrauch in der näheren Zukunft durch diese Effekte eher wieder zunehmen, ggf. sogar deutlich steigen wird.

291. Durch die Sektorenkopplung und die Elektrifizierung des Verkehrs ist der Endenergieverbrauch für Strom im Verkehrssektor in den letzten Jahren gestiegen. Dieser Trend wird sich in den kommenden Jahren voraussichtlich weiter verstärken (vgl. Kapitel 2).

Tabelle 16: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs im Rahmen der Energieeffizienzziele

	2008	2010	2015	2018	2019	IST 2008-2019	Ziel 2020	Ziel 2008-2020	SOLL 2019-2020	Ziel 2030
Stromverbrauch	**TWh**	**TWh**	**TWh**	**TWh**	**TWh**	**in %**	**TWh**	**in %**	**in %**	**TWh**
	615,4	611,8	594,1	588,5	572,0	-7,1	553,9	-10,0	-3,2	k.A.
Stromproduktivität	**€/kWh**	**€/kWh**	**€/kWh**	**€/kWh**	**€/kWh**	**in %/a**	**€/kWh**	**in %/a**	**in %/a**	**€/kWh**
	4,6	4,5	5,1	5,5	5,7	1,9	5,5	1,7	-2,1	k.A.

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von AGEB (2020c), Destatis (2020)

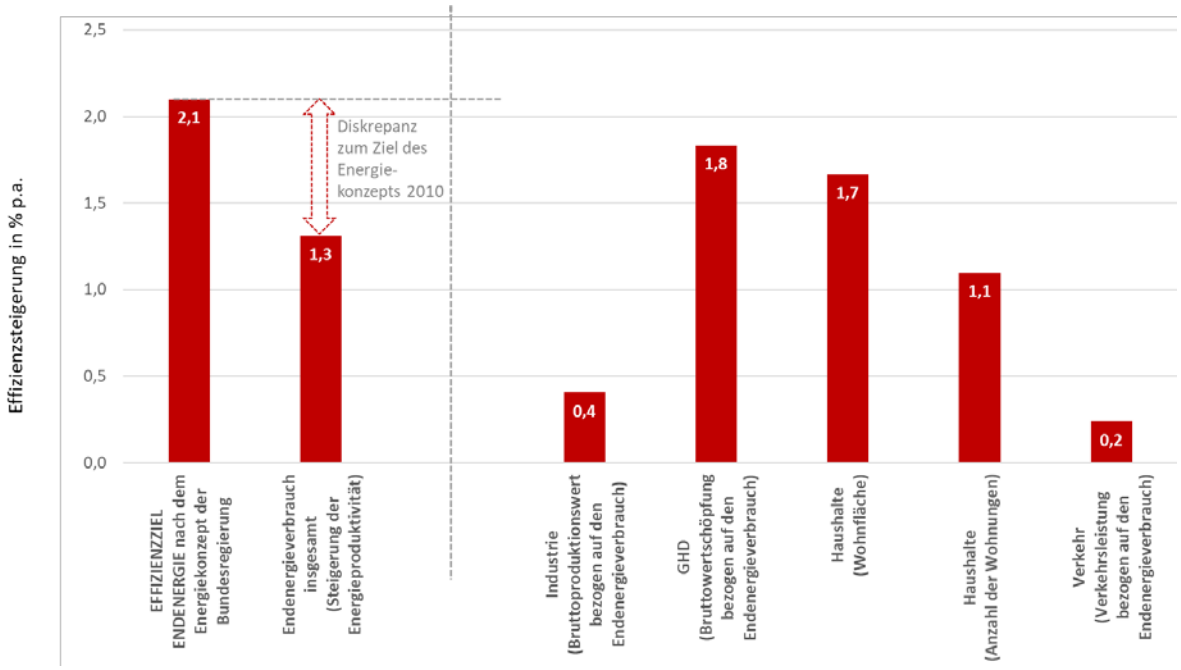
8.3 Endenergieverbrauch

292. In den zurückliegenden Stellungnahmen hat die Expertenkommission mehrfach die kaum messbaren Fortschritte bei der Entwicklung der Energieeffizienz beim Endverbraucher angemahnt. Zwar zeigen die Sektoren Private Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD) und das Verarbeitende Gewerbe Verbrauchsrückgänge seit 2008 von witterungsbereinigt 2,9 %, 3,3 % bzw. 2,0 %. Diese EFfizienzgewinne fallen aber allen voran dem Verkehrssektor zum Opfer – verantwortlich dafür sind die steigenden Verkehrsleistungen sowie die strukturellen Veränderungen im Fahrzeugbestand[70] (vgl. unten). Auffällig ist zudem die nicht zielführende Entwicklung

[70] Zunahme der Verkehrsleistung im bodengebundenen Personenverkehr 1998-2019 um 10 % auf knapp 1.100 Mrd. pkm insgesamt. Zunahme der Güterverkehrsleistung um 50 % auf 684 Mrd. tkm (dabei Steigerung des Anteils des Straßengüterverkehrs von 69 % in 1998 auf 73 % in 2019) (alle Zahlen aus BMVI 2020, Verkehr in Zahlen 2019/2020, Seiten 218/219, 244/245).

der Endenergieproduktivität, die ähnlich der Primärenergieproduktivität das Verhältnis von Wirtschaftsleistung pro Einheit Endenergie widerspiegelt und witterungsbereinigt seit 2008 lediglich um 1,3 % pro Jahr (bereinigt 1,2 % pro Jahr) zugenommen hat (vgl. Abbildung 28).

Abbildung 28: Entwicklung der Energieeffizienz in einzelnen Endenergieverbrauchssektoren vom Zielbasisjahr 2008 bis 2019



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von AGEB (2020a, 2020b), Destatis (2020)

293. Wenngleich im aktuellen NAPE 2.0 kein aktualisierter Zielwert für das Jahr 2030 definiert wurde, so lässt sich anhand der Entwicklung bis zum Jahr 2020 festhalten, dass die im Energiekonzept der Bundesregierung vorgesehene Steigerung um 2,1 % pro Jahr, die auch bis zum Jahr 2050 jährlich erreicht werden soll, weiterhin deutlich verfehlt wurde. Um im verbleibenden Jahr 2020 auf den Zielwert zu gelangen, müsste die Endenergieproduktivität um 5,5 % bzw. bereinigt 6,3 % gesteigert werden (Tabelle 17). Diese Entwicklung wird auch von der Bundesregierung im achten Monitoring-Bericht beschrieben und eine Zielerreichung daher für unwahrscheinlich gehalten. Mit dem NAPE 2.0 soll sich dies in Zukunft ändern. Der achte Monitoring-Bericht bleibt aber eine Erklärung schuldig, die diese Annahme stützen würde. Zwar werden die entsprechenden Maßnahmen ausführlich erläutert, jedoch unterscheiden diese sich weder inhaltlich noch in ihrer Intensität maßgeblich von den bereits in der Vergangenheit nur mit mäßigem Erfolg für das Gesamtziel der Energieeffizienz eingesetzten Maßnahmen. Die einzigen Ausnahmen bilden hier das Brennstoffemissionshandelsgesetz und die steuerliche Absetzbarkeit von Sanierungsmaßnahmen, die es in dieser Form bislang nicht gab.

Der Fahrzeugbestand wuchs, von 27 Mio. in 1990, 37 Mio. in 1999, 41 Mio. in 2009 auf deutlich über 47 Millionen Pkw in 2019 (47,7 Mio. Pkw Stand 1.1.2020) an. Bei den Neuzulassungen dominieren Benzin-betriebene Fahrzeuge, die ebenfalls Marktanteile zu Lasten Diesel-angetriebener Fahrzeuge gewinnen konnten. Dieser zu beobachtende Wechsel von Diesel zu Benzin wirkt sich negativ auf die Energieeffizienz aus. Darüber hinaus war das Segment Sport Utility Vehicle (SUV) mit vergleichsweise großen Motoren und hohem Fahrzeuggewicht das am stärksten wachsende Segment, gefolgt von Wohnmobilen und Fahrzeugen der Oberklasse (Statistiken des Kraftfahrtbundesamtes, Pressemitteilung Nr. 7/2009 und Nr. 1/2019)..

294. Der NAPE 2.0 enthält keine Ziele für den gesamten Endenergieverbrauch und die Entwicklung der Endenergieproduktivität. Er enthält aber Sektorziele für Industrie und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen. Nach Ansicht der Bundesregierung sollen bis zum Jahr 2030 insgesamt 360-540 PJ (100 bis 150 TWh) fossiler Energie eingespart werden:

- Rund 200 PJ (55 TWh) der angepeilten Minderung entfallen auf die Prozesswärme in diesen Sektoren, die durch Aufstockung des Förderpakets „Bundesförderung für Energieeffizienz in der Wirtschaft“, eine bessere Abstimmung der Fördersysteme in Bund und Ländern, neue Technologien und wirksamere Isolierung von Leitungen erzielt werden sollen.
- Weitere 150 PJ (42 TWh) fossile Endenergie sollen bis zum Jahr 2030 durch erneuerbare Energien im niedrigen Temperaturbereich der Prozesswärme ersetzt werden.
- Und schließlich strebt die Bundesregierung bis zum Jahr 2030 eine Senkung des Stromverbrauchs in Industrie und Handel durch Effizienzsteigerungen und den Einsatz hocheffizienter Querschnittstechnologien sowie durch die Umstellung druckluft- oder dampfbetriebener Prozesse auf direktelektrische Antriebe um 50 PJ (14 TWh) an.

295. Dessen ungeachtet stagnierte der Beitrag fossiler Energieträger zur Prozesswärmebereitstellung seit 2008 bei rund 1.537 PJ. Ein Gelingen der Pläne der Bundesregierung setzt voraus, dass der Verbrauch von Kohle, Öl oder Gas in den kommenden Jahren insgesamt um 20 % oder um etwa 2 % pro Jahr absinkt. Es bleibt abzuwarten, ob die dafür vorgehaltenen (finanziellen) Mittel ausreichen werden. Ähnlich, wenngleich nicht ganz so ambitioniert, erscheint die Situation beim Stromverbrauch von Industrie und GHD. Seit 2008 stagnierte der Verbrauch weitestgehend, erst im Jahr 2019 fiel der Stromverbrauch in Industrie und GHD um knapp 40 PJ (entspricht ca. 11 TWh bzw. -1,0 % seit 2008).

296. Die nun vorgesehenen Maßnahmen müssten zu einem Rückgang des Stromverbrauchs bis 2030 um insgesamt etwa 5 % führen. Jedoch gilt nach Einschätzung der Expertenkommission auch hier, dass die zunehmende Digitalisierung und die Automatisierung von Produktionsprozessen, aber gerade auch die Prozessumstellung von Erdgas auf Strom ein Absinken des Stromverbrauchs eher unwahrscheinlich erscheinen lassen (vgl. Kapitel 2). Hinzu kommt, dass der Stromverbrauch durch Rechenzentren (Information und Kommunikation) vor allem durch den vermehrten Einsatz von künstlicher Intelligenz sowie generell in den Bereichen Mobilität und Wärme kurz- bis mittelfristig kontinuierlich ansteigen wird.

Tabelle 17: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Rahmen der Energieeffizienzziele

	2008	2010	2015	2018	2019	IST 2008-2019	Ziel 2020	Ziel 2008-2020	SOLL 2019-2020	Ziel 2030
Endenergie-verbrauch	**PJ**	**PJ**	**PJ**	**PJ**	**PJ**	**in %**	**PJ**	**in %**	**in %**	**PJ**
beobachtet	9.159	9.310	8.898	8.963	9.056	-1,1	7.720	-14,7	-14,7	k.A.
bereinigt	9.161	8.973	9.043	9.234	9.199	0,4	7.722	-16,1	-16,1	k.A.
- Verkehr	2.571	2.559	2.621	2.743	2.770	7,8	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
- Haush. beob.	2.558	2.676	2.302	2.320	2.408	-5,9	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
- Haush. ber.	2.555	2.453	2.397	2.501	2.481	-2,9	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
- Industrie	2.587	2.592	2.548	2.601	2.536	-2,0	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
- GHD beob.	1.443	1.483	1.428	1.299	1.342	-7,0	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
- GHD ber.	1.442	1.400	1.468	1.368	1.395	-3,3	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Industrie, GHD	**4.028**	**3.992**	**4.016**	**3.969**	**3.931**	**-2,4**	**k.A.**	**k.A.**	**k.A.**	**k.A.**
- fossil Prozessw.	1.534	1.522	1.514	1.569	1.537	0,1	k.A.	k.A.	k.A.	1.212
- Stromverbrauch	1.326	1.328	1.349	1.350	1.312	-1,0	k.A.	k.A.	k.A.	1.240
Endenergie-produktivität	**€ / GJ**	**€ / GJ**	**€ / GJ**	**€ / GJ**	**€ / GJ**	**in %/a**	**€ / GJ**	**in %/a**	**in %/a**	**€ / GJ**
beobachtet	309,3	299,0	340,1	358,6	356,9	1,3	396,9	2,3	5,5	k.A.
bereinigt	309,2	310,2	334,6	348,1	351,4	1,2	396,8	2,3	6,3	k.A.

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von AGEB (2020a, 2020b), Destatis (2020)

8.4 Energieverbrauch in Gebäuden

297. Der Teil des Endenergieverbrauchs in Deutschland, der auf Gebäude entfällt, kann nur mit Hilfe von Schätzungen zur Energieanwendung bestimmt werden. Einen definitorisch klar abgegrenzten „Gebäudesektor“ oder gar empirisch erhobene Daten speziell zum Energieverbrauch in Gebäuden gibt es derzeit nicht. Insofern liegt es auf der Hand, dass Effizienzfortschritte in diesem Bereich des Energieverbrauchs nicht nur schwer zu bemessen, sondern die Ergebnisse auch mit einigen Unsicherheiten behaftet sind. Grundsätzlich werden nach der allgemeinen Definition des Bundeswirtschaftsministeriums die Anwendungsbereiche Raumwärme, Warmwasser, Klimakälte und Beleuchtung dem Gebäudesektor zugeordnet. Es stellt sich aber an dieser Stelle die Frage, ob im Zuge zunehmender Digitalisierung speziell von Wohngebäuden („smart home“) nicht auch Teile des Bereichs Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) zwangsläufig dem Energieverbrauch in Gebäuden zugeordnet werden müssten.

Tabelle 18: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Sektoren und ausgewählten Anwendungen

Endenergieverbrauch	2008	2010	2015	2017	2018	2019	IST 2008-2019	IST 2018-2019
	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	in %	in %
Industrie	2.586,8	2.592,2	2.547,9	2.666,0	2.600,8	2.535,9	-2,0	-2,5
- Raumwärme beob.	199,8	218,9	162,4	153,5	149,3	147,6	-26,1	-1,2
- Raumwärme ber.	206,0	189,0	170,9	161,2	169,0	163,5	-20,6	-3,3
- Warmwasser	23,0	24,0	16,1	16,7	17,0	17,1	-25,7	0,5
- Klimakälte	17,8	16,5	17,0	17,5	17,9	17,9	0,5	0,0
- Beleuchtung	39,9	37,6	33,4	32,7	33,4	33,5	-16,1	0,3
Haushalte	2.558,1	2.675,7	2.301,7	2.342,3	2.320,1	2.408,0	-5,9	3,8
- Raumwärme beob.	1.833,6	1.897,2	1.585,6	1.603,2	1.568,1	1.643,5	-10,4	4,8
- Raumwärme ber.	1.838,7	1.668,9	1.679,3	1.675,3	1.752,6	1.731,5	-5,8	-1,2
- Warmwasser	338,5	373,1	331,4	355,1	369,6	382,3	12,9	3,4
- Klimakälte	0,0	0,0	4,1	4,6	4,4	4,5	4,7	2,3
- Beleuchtung	43,8	46,3	38,7	36,9	36,9	35,8	-11,2	-3,0
GHD	1.442,9	1.482,5	1.427,8	1.434,3	1.299,2	1.341,5	-7,0	3,3
- Raumwärme beob.	725,2	712,9	672,9	673,8	538,5	585,7	-19,2	8,8
- Raumwärme ber.	734,3	622,6	710,9	707,1	608,4	643,7	-12,3	5,8
- Warmwasser	65,0	74,5	66,9	67,7	70,1	71,4	9,8	1,8
- Klimakälte	10,4	13,9	13,7	14,0	14,6	14,9	43,3	2,2
- Beleuchtung	200,5	219,9	187,5	176,2	173,1	168,7	-15,9	-2,5
EEV Gebäude beob.	3.497,4	3.634,8	3.129,6	3.151,9	2.992,9	3.122,9	-10,7	4,3
EEV Gebäude bereinigt	**3.517,9**	**3.286,2**	**3.269,8**	**3.265,0**	**3.267,0**	**3.284,7**	**-6,6**	**0,5**

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von AGEB (2020a), AGEB (2020d)

298. In den vergangenen zehn Jahren ist der witterungsbereinigte Energieverbrauch im Gebäudebereich (nach der Definition des Bundeswirtschaftsministeriums) um 6,6 % zurückgegangen. Anders stellt sich die Situation in der Kurzfristperspektive dar: Im Jahr 2019 wurde den Daten zufolge sogar 0,5 % mehr Energie benötigt als im Jahr zuvor. Ähnlich wie beim gesamten Endenergieverbrauch kann auch in der Sparte, die auf Gebäude entfällt, kaum von einer Effizienzsteigerung gesprochen werden. Vor diesem Hintergrund ist es umso bemerkenswerter, dass der NAPE 2.0 weder für den Energieverbrauch im Gebäudebereich insgesamt, noch für die Subsektoren Haushalte, GHD oder Industrie, noch für die o.g. Anwendungsbereiche eigene Effizienzziele enthält.

299. Das Klimaschutzgesetz, das am 18.12.2019 in Kraft getreten ist, gibt dem Gebäudebereich gemäß dem Quellprinzip einen Zielwert für den maximalen Ausstoß von Emissionen von 70 Mio. t CO_2-Äq. im Jahr 2030 vor. Im achten Monitoring-Bericht werden die Emissionen des Gebäudebereichs im Jahr 2019 mit 122 Mio. t CO_2-Äq. beziffert. Daraus ergibt sich eine Minderungsrate von -42 % gegenüber dem Jahr 1990 und -19 % gegenüber dem Jahr 2010. Es wird aber deutlich, dass die Emissionen im Gebäudebereich in den letzten zehn Jahren einigen Schwankungen unterlegen waren. Zwar konnte der nicht witterungsbereinigte Ausstoß von CO_2 (im Unterschied zum Klimaschutzgesetz, das Treibhausgasemissionen adressiert, beschränkt sich die Darstellung ausschließlich auf CO_2) seit 2008 aufgrund des Verbrauchsrückgangs von Mineralöl und Kohle für Raumwärme und Warmwasser sowie bei der Stromerzeugung in Kraftwerken von 253 Mio. t auf 208 Mio. t im Jahr 2017 um etwa 18 % reduziert werden. Fokussiert man die Betrachtung hingegen nur auf die letzten vier Jahre, dreht sich der Trend um und eine Steigerung um rund 2 % wird sichtbar. Wünschenswert wäre aus Sicht der Expertenkommission

nicht nur eine witterungs- und lagerbestandsbereinigte Darstellung der Zeitreihe bis zum aktuellen Rand, sondern auch eine entsprechende Einordnung des sich umkehrenden Trends vorzunehmen und mit entsprechenden Maßnahmen zu reagieren. In der Umsetzung des GEG lässt sich dies bislang nicht erkennen (vgl. unten).

300. Ein weiteres Ziel der Bundesregierung, das auch im achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung in direktem Zusammenhang mit den Entwicklungen im Gebäudesektor genannt wird, ist der Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte. Nach dem Gesetzestext des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes (EEWärmeG) soll der Anteil erneuerbarer Energien bis 2020 auf 14 % wachsen – diese Vorgabe wird nach derzeitigem Stand aller Voraussicht erreicht (im Jahr 2019 betrug der Anteil nach Angaben des achten Monitoring-Berichts 14,7 %). Zur Fortsetzung dieser Entwicklung, wird im NAPE 2.0 das Ziel formuliert, den Anteil erneuerbarer Energien bis 2030 auf 27 % zu steigern. Die Expertenkommission zeigt sich überrascht, da die Steigerung dieser Zielvorgabe über die kommenden zehn Jahre betrachtet sehr moderat ausfällt. So würde doch der verstärkte Einsatz von erneuerbaren Energien in der Wärme- und Kältebereitstellung die Möglichkeit bieten, wahrscheinliche Verzögerungen bei der Umsetzung von Effizienzmaßnahmen im Gebäudebestand zu kompensieren und damit einen robusten Pfad zum Erreichen des Klimaschutzziels für den Gebäudesektor sichern. Auch wenn die Zielsetzung für 2020 sicher erreicht zu werden scheint, weist die Expertenkommission darauf hin, dass dies auch auf die Korrekturen der Zeitreihe des Wärmeanteils zurückzuführen ist, dabei insbesondere auf Umstellungen bei der statistischen Darstellungsweise der Bezugsgröße (Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte) sowie auf Methodenänderungen und Datenrevisionen des Zählers. Dieser Sachverhalt ist bereits in vorhergehenden Stellungnahmen der Expertenkommission thematisiert und intensiv diskutiert worden. Da die entsprechende Anpassung des Ziels an die veränderte Datenlage oder Berechnungsmethodik ausgeblieben ist, hat man sich offensichtlich mit dem Erreichen eines deutlich weniger ambitionierten Ziels zufriedengegeben. Eine dynamische Entwicklung ist hier seit mehreren Jahren nicht mehr zu erkennen, wird aber für eine robuste Zielerreichung 2030 zwingend erforderlich.

301. Die Maßnahmen, mit denen sowohl der Anteil erneuerbarer Energien, als auch die Gesamteffizienz von Gebäuden bis 2030 gesteigert werden soll, sind im neuen Gebäudeenergiegesetz (GEG), das am 01. November 2020 in Kraft getreten ist und nicht nur das EEWärmeG, sondern auch das Energieeinsparungsgesetz (EnEG) sowie die Energieeinsparverordnung (EnEV) ablöst, geregelt. Im Rahmen eines einheitlichen Anforderungssystems für den Neubau gilt neben den bisher verankerten Richtlinien für die anteilige Nutzung erneuerbarer Energien (wie Solarthermie, Geothermie und Umweltwärme oder Biomasse) künftig auch „gebäudenah erzeugte Elektrizität“, also eigen erzeugter und selbstverbrauchter Strom aus Photovoltaikanlagen als Erfüllungsoption. Demgegenüber wird die Installation von Ölkesseln in Neubauten ab dem Jahr 2026 ausgeschlossen. Die energetischen Anforderungen an neue Gebäude insgesamt werden mit der Gesetzesnovelle jedoch nicht angehoben: Der Endenergiebedarf eines Neubaus liegt weiterhin bei 45-60 kWh pro m^2 Nutzfläche (zum Vergleich: Der mittlere Endenergieverbrauch im Gebäudebestand liegt derzeit bei 167 kWh pro m^2 Nutzfläche). Insgesamt betrachtet handelt es sich bei der Gesetzesnovelle um eine Vereinheitlichung des Energiesparrechts für Gebäude und um Vereinfachungen für Bauherren und Planer. Die Novelle enthält jedoch insbesondere keine verbindlichen Zielpfade für die Entwicklung der Energieeffizienz oder des Energieverbrauchs des Gebäudebestandes. Aus Sicht der Expertenkommission wären jedoch z. B. Vorgaben der Bundesregierung, in welchem zeitlichen Rahmen der mittlere Energieverbrauch des Gebäudebestandes absinken und um welchen Faktor er verringert werden soll, nicht zuletzt um Planungssicherheit für die anstehenden Investitionen zu geben, zwingend erforderlich. Darüber hinaus besteht dringender Handlungsbedarf, denn im GEG ist formuliert, dass die aktuellen energetischen Anforderungen für den Neubau und den Gebäudebestand fortgelten. Als wesentliche Grundlage hierfür wird das Wirtschaftlichkeitsgebot im Sinne einer sog. Kostenoptimalität angeführt, bei der zwar CO_2-Preise anzusetzen sind, die sich jedoch an der Preisprojektion des Emissionshandelssystems orientieren und damit im Wärmemarkt nicht die erforderlichen Impulse setzen. Dies berücksichtigt ausdrücklich nicht den bereits im BEHG angelegten

Preispfad für CO_2 für den Nicht-ETS-Bereich, so dass das Kostenoptimum der aktuellen Effizienzanforderungen mit einem deutlich geringeren CO_2-Preis berechnet wurde, als der aktuell geltende Rechtsrahmen vorgibt. Aufgrund der langen Bauteilnutzungsdauern in Gebäuden führen somit die aktuell geltenden Effizienzanforderungen für Gebäude zwangsläufig zu Lock-in-Effekten und zur langfristigen Benachteiligung der Gebäudeinhaber bzw. Mieter. Es wird daher dringend empfohlen, eine möglicherweise zeitnah erforderliche Anhebung des Anforderungsniveaus unter ausreichender Berücksichtigung steigender CO_2-Preise eingehend zu prüfen und falls nötig zeitnah umzusetzen. Auch das geltende Kostenoptimalitätskriterium bzw. dessen Berechnungsgrundlage sind an das langfristige Ziel des klimaneutralen Gebäudebestands anzupassen, um Lock-in-Effekte dauerhaft zu vermeiden.

302. Angesichts der drohenden Auswirkungen der Corona-Pandemie auf die ökonomische Entwicklung ist dies umso wichtiger, da ohnehin zu befürchten ist, dass gerade für die notwendigen Investitionen in einen klimaneutralen Gebäudebestand nicht die erforderlichen Mittel aktiviert werden können. Entsprechend sollte bei der Ausgestaltung von Konjunkturprogrammen darauf geachtet werden, die Transformation des Gebäudesektors hin zur Klimaneutralität zielgerichtet zu unterstützen. Hier sind auch die europäische Ebene und mögliche Konsequenzen aus der diskutierten Anhebung der Treibhausgasminderungsziele bis 2030 zu beachten (vgl. Kapitel 2). Denn eine zeitnahe Weiterentwicklung der europäischen Rahmensetzungen und deren Übertragung in deutsches Recht ist zwingende Voraussetzung für die Umsetzung eines europaweit ebenso wie deutschlandweit klimaneutralen Gebäudebestands für 2050. Mit der „Renovation Wave“ der Europäischen Kommission, die innerhalb der nächsten 10 Jahre die Renovierungstätigkeit innerhalb der EU mindestens verdoppeln soll, wurden bereits erste Schritte eingeleitet. Die Bundesregierung sollte mögliche Impulse aufgreifen und ihre langfristige Renovierungsstrategie (LTRS) ggf. dynamisch anpassen, um das Erreichen der langfristigen Zielsetzung eines klimaneutralen Gebäudebestands effizient und robust sicherzustellen.

8.5 Endenergieverbrauch im Verkehr

303. Der Endenergieverbrauch im gesamten Verkehrssektor ist seit 2008 um fast 8 % gewachsen. Teil des Verkehrssektors sind neben dem Schienen- und inländischen Luftverkehr die Küsten- und Binnenschifffahrt sowie der Straßenverkehr, auf den der mit Abstand größte Teil des Energieverbrauchs entfällt (ca. 95 % des Kraftstoffverbrauchs). Mit Blick auf den Verbrauch nach Energieträgern lassen sich unterschiedliche Entwicklungen feststellen: Der Einsatz von Ottokraftstoffen (Benzin) nimmt seit 2008 kontinuierlich ab (um insgesamt fast 13 %). Zurückzuführen ist dieser Rückgang nicht etwa auf eine abnehmende Pkw-Anzahl – seit 2008 wuchs der Bestand an Kfz mit Ottomotor um fast 1 Mio. Fahrzeuge – sondern auf leicht rückläufige Fahrleistungen sowie auf Effizienzverbesserungen beim durchschnittlichen Verbrauch. Hingegen verzeichnet der Dieselverbrauch, der den Straßenverkehrssektor seit 2004 dominiert, seit Jahren starke Zuwächse (+25,8 %), bedingt vor allem durch strukturelle Veränderungen im Fahrzeugbestand hin zu verbrauchsintensiven Geländelimousinen sowie dem wachsenden Straßengüterverkehr. Alternative Antriebe wie Flüssiggas oder Erdgas, Bioethanol- oder Biodiesel-Beimischungen oder auch die Elektromobilität spielen im Vergleich eine geringe Rolle.

304. Innerhalb des Straßenverkehrssektors dominiert mit großem Abstand das Segment der Pkw vor den gewerblichen Nutzfahrzeugen wie Lkw und Zugmaschinen. Seit 2008 hat der Gesamtverbrauch von Kraftstoffen durch privat oder gewerblich genutzte Pkw um fast 7 % zugenommen, obwohl insbesondere bei den sparsameren Klein-Pkw (Mini, Kleinwagen, Mittelklasse) sowie den Oberklasse-Limousinen eine fallende Tendenz des Energieverbrauchs zu beobachten ist. Eine Ausnahme bilden jedoch weiterhin kraftstoffintensive, schwere Fahrzeuge wie SUV, Sportwagen oder Geländewagen, deren Anteil am Endenergieverbrauch im Straßenverkehr mit 14,3 % aktuell zwar noch relativ niedrig ist, aber mit einer Steigerungsrate von 142 % seit 2008, davon allein 9 %

seit 2018, rasant wächst. Es liegt damit auf der Hand, dass die Energieeffizienz der Fahrzeuge drastisch erhöht werden müsste, um wirklich einen sinkenden Energieverbrauch im Verkehr zu gewährleisten.

Tabelle 19: Entwicklung des Fahrzeugbestandes und des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor mit speziellem Fokus auf den Straßenverkehr

	2008	2010	2015	2017	2018	2019	IST 2008-2019	IST 2018-2019
	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	in %	in %
EEV Verkehr	**2.571**	**2.559**	**2.621**	**2.765**	**2.743**	**2.770**	**7,8**	**1,0**
EEV Straßenverkehr	**2.110**	**2.109**	**2.191**	**2.275**	**2.243**	**2.273**	**7,7**	**1,3**
- Ottokraftstoff	854	791	709	720	731	745	-12,8	1,8
- Dieselkraftstoff	1.107	1.168	1.349	1.425	1.377	1.393	25,8	1,1
- Flüssiggas	16	22	19	15	16	17	10,7	7,3
- Erdgas	7	9	7	6	5	5	-27,2	0,0
- Erneuerb. Energien	126	119	107	108	113	112	-11,6	-1,0
- Strom (Elektromob.)	0	0	0,8	0,6	0,8	1,2	236,1	46,8
darunter EEV Straßenverkehr nach Kfz-Gruppen:								
- Krafträder	15	15	16	16	16	16	6,9	2,4
- Pkw	1.369	1.381	1.430	1.470	1.441	1.461	6,8	1,4
- Busse	41	40	40	42	41	42	2,2	1,7
- Lkw	426	422	449	470	468	475	11,5	1,5
- Zugmaschinen	240	232	237	256	257	258	7,6	0,4
- Sonstige Kfz	19	20	21	21	20	20	3,0	-0,8

Quelle: Eigene Berechnungen ZSW auf Basis von AGEB (2020a) und KBA (2020)

305. Vor diesem Hintergrund beurteilt die Expertenkommission die Maßnahmen, die die Energieeffizienzstrategie 2050 bzw. der NAPE 2.0 für den Verkehrssektor enthält, durchaus positiv. Neben dem öffentlichen schienen- und nicht-schienengebundenen Nahverkehr sowie dem Schienengüterverkehr soll nicht nur die Fahrradinfrastruktur verbessert und ausgebaut werden, sondern es sollen auch CO_2-arme Pkw und Lkw gefördert und die Infrastruktur für alternative Antriebe geschaffen werden. Die Expertenkommission verweist allerdings auch darauf, dass über unmittelbar auf Energieeffizienz gerichtete Maßnahmen hinaus, wichtige Beiträge zur Effizienzsteigerung auch aus der Verkehrsverlagerung resultieren können und müssen. Das Thema „Verkehrsverlagerung" ist implizit in den genannten Maßnahmen enthalten, so bspw. in Form der Stärkung der Attraktivität des ÖPNV oder auch des Schienengüterverkehrs, wird aber nicht explizit adressiert. Darüber hinaus sollte kurz- und mittelfristig darüber nachgedacht werden, mit geeigneten Maßnahmen den Trend hin zu immer größeren und schwereren Pkw umzukehren, die aufgrund ihres höheren spezifischen Kraftstoffverbrauchs nicht nur Effizienzfortschritte in der Antriebstechnik zunichte machen, sondern auch einen ständig wachsenden Flächenbedarf beim fahrenden, vor allem aber beim ruhenden Verkehr insbesondere in den Städten erzeugen[71]. Abschließend gibt die Expertenkommission zu bedenken, dass der NAPE 2.0 keine gesonderten Effizienzziele für den Verkehrssektor enthält, um die Wirksamkeit der vorgeschlagenen Maßnahmen auch belastbar und transparent beziffern zu können.

[71] Flächenbedarfe und Dynamik der Flächenbedarfe von Pkw unterschiedlicher Fahrzeugklassen

Fahrzeugklasse	1970	1990	2012	Veränderung 1970-2012
	Flächenbedarf pro Fahrzeug in m^2			%
Kleinwagen	4,8	5,9	6,8	+ 42
Mittelklasse	6,6	6,7	7,8	+ 18
Obere Mittelklasse	7,1	7,6	8,7	+ 23
Oberklasse	8,2	8,8	8,6	+ 5
Geländewagen (*einziges Modell in 1970 war Land Rover)	8,3*	7,0	8,0	+ 14 (1990-2012)

Beispielshaft für einzelne Modelle (alle 1970-2012): Kleinwagen VW Polo 5,5 → 6,7 m^2; Mittelklasse VW Golf 5,9 → 7,7 m^2; Obere Mittelklasse Audi 80/A4 6,4 → 8,7 m^2 (Egger, 2014; S. 8)

9 Verkehr

Das Wichtigste in Kürze

Das anhaltend hohe Niveau des Treibhausgasausstoßes im Verkehr auch in den Jahren 2018 und 2019 ist ein Indikator dafür, dass die Anstrengungen im Verkehrssektor noch deutlich verstärkt werden müssen. Die Bundesregierung hat eine ganze Reihe an Maßnahmen initiiert, die einen technologischen Wandel hin zu klimaschonender Personen- und Gütermobilität und zur Verbesserung des Angebotes vor allem im öffentlichen Verkehr und Schienengüterverkehr zum Ziel haben. Tatsächlich nimmt der absolute Umfang der Verkehrsleistung im öffentlichen Verkehr und auf der Schiene zu, jedoch bleibt der Modal Split, d. h. die anteilige Aufteilung der Personen- und Güterverkehre auf die verschiedenen Verkehrsträger Straße, Schiene und Binnenschiff, weitestgehend konstant. Das bedeutet: Die technologie- und angebotsseitigen Maßnahmen reichen zur Reduzierung von Endenergieverbrauch und Treibhausgasemissionen nicht aus. Vielmehr bedarf es einer zusätzlichen Steuerung, um Verhaltensänderungen sowohl bei Personen als auch bei Unternehmen zu initiieren.

Die notwendigen Veränderungen kommen nur langsam voran. Ursachen sind lange Entwicklungszeiten für Technologien, langer Verbleib von Technologien im Markt, langwieriger Aufbau von Infrastrukturen, Persistenz von Verhaltensweisen seitens der Verkehrsteilnehmer. Umso wichtiger sind mittel- und langfristige Strategien, auf denen frühzeitiges und zügiges Handeln für den Klimaschutz aufbaut, verbunden mit Entscheidungen, an denen sich Bürgerinnen und Bürger ebenso wie Unternehmen beizeiten orientieren können.

Neuzulassungen bei Pkw mit Elektroantrieb in Höhe von 7-10 Mio. Fahrzeugen in 2030 stellen ein ambitioniertes Ziel dar. Die gesetzten Maßnahmen sind notwendig, um die Initialisierung des E-Fahrzeug-Marktes voranzubringen. Jedoch müssen E-Fahrzeuge in dieser Phase breite Akzeptanz seitens der Kunden finden, um den Markthochlauf zu verstetigen. Die Verteuerung von fossilem Kraftstoff könnte die Wirkung der Maßnahmen verstärken. Die derzeit festgelegten Zertifikatspreise im Brennstoffemissionshandelsgesetz liefern hierzu aber keinen ausreichenden Anreiz. Mit der wachsenden Zahl von E-Fahrzeugen in der deutschen Fahrzeugflotte steigt der Einfluss auf das Energiesystem.

Entlastungen für das Netz in Spitzenzeiten können über das zeitliche Verteilen bzw. Flexibilisieren der Ladevorgänge erreicht werden, sofern die Ladestation bzw. das Fahrzeug mit dem Netzbetreiber kommunizieren kann. Eine stärkere Integration der E-Fahrzeuge in das Energiesystem (Sektorenkopplung) durch einen bidirektionalen Energiefluss ist allerdings nur möglich bei ausreichender Akzeptanz seitens der Kunden. Im Güterverkehr wird angesichts des weiteren Wachstums ein erheblicher Anteil der THG-Minderung aus dem Antriebswechsel resultieren. Für die Lkw im Fernverkehr sind die getroffenen Maßnahmen mit dem Ziel 30 % elektrische Fahrleistung sehr ambitioniert. Einerseits ist die Marktreife von elektrischen und anderen alternativen Antrieben im Fernverkehr noch nicht erreicht. Andererseits muss sich der Güterfernverkehr in einem kompetitiven europäischen Marktumfeld behaupten, in dem der relativ kostengünstige Diesel-Lkw dominiert.

Der Aufbau von Infrastrukturen für die alternativen Kraftstoffe muss europäisch gedacht werden. Bei der Ladeinfrastruktur ist der Ausbau von Schnellademöglichkeiten an Hauptverkehrsachsen erforderlich, um das Elektrofahrzeug auch für längere Strecken tauglich zu machen. Die europäische Perspektive ist unverzichtbar auch für die Hebung der Marktpotenziale von Brennstoffzellenfahrzeugen im Schwerlastverkehr.

Mittel- und längerfristige Einflüsse der Corona-Pandemie auf den Verkehr lassen sich derzeit nur sehr schwer abschätzen. Allerdings zeigt sich: Das Niveau der Verkehrsnachfrage ändert sich kaum – abgesehen von kurzzeitigen Einbrüchen unmittelbar nach Umsetzung eines Lockdown. Vor diesem Hintergrund bleiben die im NECP genannten Maßnahmen relevant und werden durch die Corona-Pandemie nicht grundsätzlich infrage gestellt.

9.1 Energieverbrauch im Verkehr im Jahr 2019

306. Endenergieverbrauch und Treibhausgasemissionen im Verkehr sind über die letzten Jahre immer weiter gestiegen. Grund dafür sind im Wesentlichen die gestiegene Verkehrsleistung im Personen- und Güterverkehr sowie der anhaltende Trend zu immer größeren und schwereren Fahrzeugen im motorisierten Individualverkehr. Diese Effekte führen zu einem Anstieg der Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor, der durch Effizienzsteigerungen und den Einsatz von Biokraftstoffen nicht abgefangen werden kann. Vielmehr bleibt der Verkehr durch den weiterhin hohen Anteil an erdölbasierten Kraftstoffen derjenige Sektor, in dem die Defossilisierung nur extrem langsam vorankommt. Damit ist einmal mehr festzustellen, dass die Erfolge sowohl bei der Steigerung der spezifischen Effizienz der Fahrzeuge als auch bei der Verlagerung von der Straße auf die Schiene und damit vom fossilen Kraftstoff hin zum Strom durch die wachsende Verkehrsleistung überkompensiert worden sind (vgl. Kapitel 8). Dabei wird die Verkehrsleistung im Personen- ebenso wie im Güterverkehr weiterhin vor allem im Straßenverkehr erbracht. Für den Endenergieverbrauch noch nicht ins Gewicht fallend, aber dennoch bemerkenswert sind die in 2019 beobachtbaren Steigerungsraten bei der Elektromobilität, die durch die massive Förderung vor allem beim E-Neuwagenkauf in 2020 weiter nach oben getrieben wurden.

307. Angesichts der anhaltenden Dominanz des Straßenverkehrs kommt den Maßnahmen zur Förderung des Schienenverkehrs besondere Bedeutung zu. Der NECP benennt hierfür vor allem Maßnahmen zur Effizienz- und Kapazitätssteigerung, mit denen die Kernziele „Verdoppelung des Fahrgastaufkommens“ und „25 % Marktanteil der Schiene am Güterverkehr in Deutschland“ bis 2030 erreicht werden sollen. Im Rahmen von „Zukunftsbündnis Schiene“ wurden inzwischen die relevanten Handlungsfelder und -etappen aufgeteilt und konkretisiert. Ein Kernstück bildet die Realisierung des Deutschlandtaktes, wofür erste Schritte bereits im Jahr 2020 unternommen wurden, insgesamt aber von einer Umsetzungsdauer bis nach 2030 auszugehen ist. Daraus lässt sich auch die Erwartung ableiten, dass messbare Wirkungen in Richtung einer Verkehrsverlagerung von der Straße auf die Schiene nicht vor Mitte des Jahrzehnts eintreten. Um dann möglichst zügig Verlagerungswirkungen zu erzielen, müsste die Attraktivitätssteigerung auf der Schiene an eine Verminderung der Attraktivität des motorisierten Straßenverkehrs gekoppelt werden. (Zur massiven Steigerung der finanziellen Förderung seitens des Bundes über Regionalisierungsmittel und Mittel im Rahmen des Gemeindeverkehrsfinanzierungsgesetzes (GFVG) vgl. Kapitel 2.)

308. Mit den Werten aus 2019 zeigt sich einmal mehr – Veränderungen im Verkehrsbereich kommen in der Regel nur langsam voran. Die Ursachen dafür sind vielfältig: Lange Entwicklungszeiten für Technologien, langer Verbleib vorhandener Technologien im Markt, lange Entwicklungs- und Vorlaufzeiten für den Aufbau von üblicherweise langlebigen Infrastrukturen, Persistenz von Verhaltensweisen seitens der Verkehrsteilnehmer. Die Berücksichtigung mittel- und langfristiger Entwicklungen und Trends ist deshalb für die Abschätzung des Beitrags des Verkehrs zum Klimaschutzziel der Bundesregierung von besonderer Bedeutung. So ist auch von denjenigen Entscheidungen aus dem Jahr 2020, aus denen sichtbare positive THG-Reduktionswirkungen im Verkehrsbereich resultieren können (z. B. Verschärfung der EU-Flottengrenzwerte, Erhöhung der Mittelzuweisungen an die Länder), allenfalls mittelfristig eine messbare Wirkung zu erwarten. Dies gilt auch im Hinblick auf die Maßnahmen, die 2019 durch die Nationale Plattform Zukunft der Mobilität (NPM) formuliert wurden in der Erwartung, dass davon eine deutliche Steuerungswirkung auf das Verhalten von Verkehrsteilnehmern und Unternehmen ausgeht. Ohnehin steht die Umsetzung eines Großteils dieser Maßnahmen noch aus. Insgesamt lässt sich feststellen, dass im Dreiklang „Vermeiden – Verlagern – Verbessern“ die technologisch bedingten Verbesserungen (insbesondere Elektromobilität) dabei sind zu greifen, die THG-Reduktions-Potenziale durch „Vermeiden“ und „Verlagern“ aber noch wenig adressiert werden oder erst dabei sind, auf den Weg gebracht zu werden.

9.2 Stand und Ursachen der jüngeren Nachfrageentwicklung

309. Die Mobilitätsentwicklung der vergangenen Jahre ist geprägt durch ein kontinuierliches Nachfragewachstum nach Mobilität und Transportleistungen: von 1998 bis 2018 + 10 % im Personenverkehr und knapp + 50 % im Güterverkehr (BMVI, 2019, S. 183). Wesentlich beeinflusst ist diese Entwicklung durch demografische und sozio-ökonomische Entwicklungen, aber auch durch Verhaltensänderungen. Seit Beginn der 2000er Jahre hat die Mobilität in Deutschland hinsichtlich der Verkehrsleistung (Summe der von allen Personen zurückgelegten Entfernungen) zugenommen, insbesondere in den Metropolregionen (MiD, 2019). Der Pkw ist mit einem Modal Split-Anteil von 75 % an der Verkehrsleistung[72] in 2017 wichtigstes Verkehrsmittel im Mobilitätsalltag, auch wenn gleichzeitig die Anzahl der Wege mit dem Fahrrad und dem ÖPNV zugenommen hat (MiD, 2018, S. 45).

310. Eingebettet sind diese Entwicklungen in einen demographischen Wandel, der zwischen 2005 und 2019 gekennzeichnet ist durch die Zunahme der absoluten Bevölkerungszahl von 80,8 Mio. auf 83,2 Mio. (Destatis, o.J.) sowie durch die Zunahme des Anteils der Altersgruppe 60+ von 25,0 % auf 28,5 % (Destatis, o.J.) und des Anteils der Erwerbstätigen von 65,4 % auf 76,7 % (Quelle: WSI, 2020; Altersgruppe 15 bis unter 65 Jahren, Ergebnis des Mikrozensus). Im Zusammenspiel der genannten Entwicklungen nimmt die Nachfrage nicht nur zu, sondern verändert sich auch hinsichtlich ihrer Struktur, da unterschiedliche Lebensphasen (Ausbildung, Arbeit, Rentenalter etc.) mit unterschiedlichen Mobilitätsbedürfnissen verknüpft sind. Während bspw. ein Student oder eine Studentin im Durchschnitt 42 km am Tag zurücklegt, sind es im Fall eines Vollzeit-Erwerbstätigen 60 km, im Fall einer Rentnerin oder eines Rentners 24 km (BMVI, 2019, S. 230).

311. Zu den Treibern der Nachfrageentwicklung gehört das Wachstum der Metropolregionen, also nicht nur der Städte, sondern vor allem auch ihres Umlands. Die räumliche Verteilung der Bevölkerung definiert die Entfernungen, die im Alltag zurückgelegt werden müssen, aber auch die Verfügbarkeit von Mobilitätsoptionen, die in Deutschland räumlich nicht gleichmäßig verteilt sind. Für die Fahrt zur Arbeit spielt der Pkw eine wichtige Rolle: Fast die Hälfte der Pkw-Fahrleistung in Deutschland wird für Arbeitswege und Wege in Ausübung des Berufes erbracht (MiD, 2018, S. 71).

312. Die wachsende Verkehrsnachfrage ist schließlich auch Ausdruck größer werdender Haushaltseinkommen (Grabka & Goebel 2015). Das Haushaltseinkommen wirkt sich auf den Pkw-Besitz aus: Knapp die Hälfte der Haushalte mit hohem und sehr hohem ökonomischem Status haben zwei und teilweise mehr Autos (MiD, 2018, S. 34). Der Pkw-Bestand ist in den vergangenen Jahren um jährlich etwa eine halbe Million Fahrzeuge gewachsen (38 Mio. Pkw im Jahr 2000, 48 Mio. Pkw im Jahr 2020 (KBA, 2020a; MiD, 2019). Gleichzeitig stieg sowohl das durchschnittliche Fahrzeugleergewicht als auch die Motorleistung der Pkw kontinuierlich an (ICCT 2019). Die durchschnittliche Leermasse der neu zugelassenen Pkw nahm zwischen 2010 und 2019 von 1.446 kg auf 1.552 kg zu, die durchschnittliche Motorleistung von 96 kW auf 116 kW (KBA, 2020b). Das Segment der Sport Utility Vehicles (SUV) ist seit Jahren das am stärksten wachsende Pkw-Segment. „Die Erwartung, dass der Pkw-Besitz durch Konzepte wie Carsharing und andere neue Mobilitätsdienstleistungen überflüssig wird, trifft auf Teilgruppen der Gesellschaft insbesondere im urbanen Raum zwar zu. Der Gesamtheit der deutschen Haushalte stehen jedoch immer mehr Fahrzeuge zur Verfügung“ (MiD, 2019, S. 85).

313. Einen starken Schub bei den Pkw-Neuzulassungen haben Elektroautos erfahren. In 2019 waren 1,2 % der Neuzulassungen PHEV und 1,7 % der Neuzulassungen BEV. Aufgrund der deutlich erhöhten Kaufprämien für PHEV und BEV stiegen diese Anteile auf 10,6 % PHEV und 10 % BEV-Neuzulassungen im Monat November 2020 (Berechnungsgrundlage KBA Statistik). Die gestiegene Kaufprämie für PHEV und BEV hat die Anteile im Bestand von 0,2 % bzw. 0,3 % im Januar 2020 auf jeweils 0,6 % PHEV und BEV im November 2020 anwachsen lassen. Der

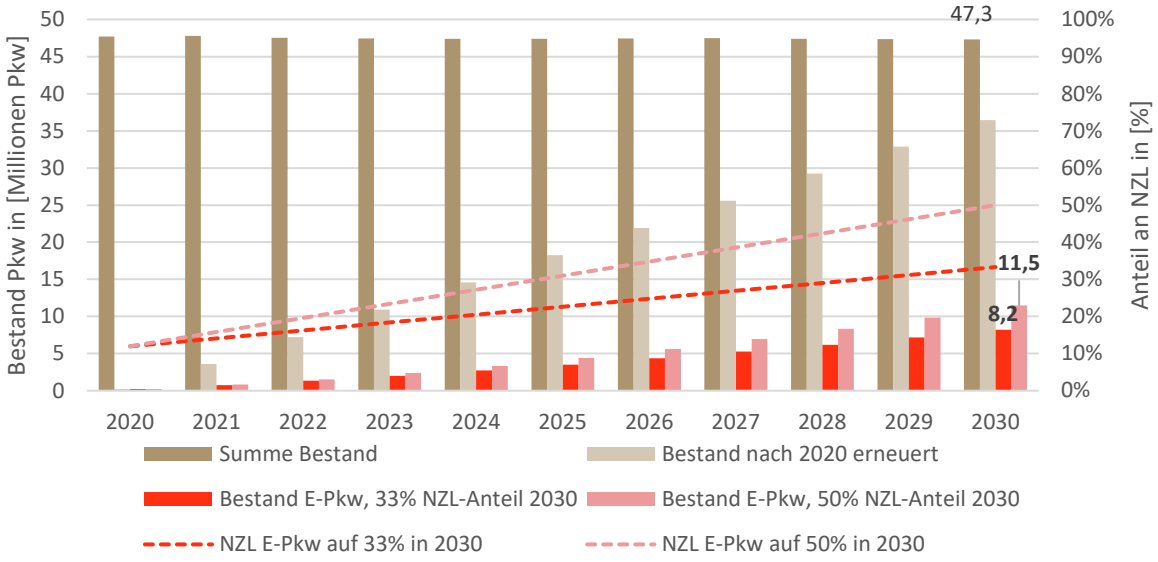
[72] Verkehr in Zahlen gibt für 2018 einen MIV-Anteil von 79,1 % an (BMVI, 2019, S. 221).

mit Vorschlag vom 17.11.2020 auf 3,2 Mrd. Euro erhöhte Umweltbonus mit Laufzeit bis 2025 ermöglicht rechnerisch die Förderung von insgesamt ca. 711.000 PHEV oder 533.000 BEV. Dies verweist nachdrücklich auf die [bekannte] Tatsache, dass die staatliche Förderung den Markthochlauf zwar initiieren, nicht aber realisieren kann. Letztendlich müssen sich BEV und PHEV in der Konkurrenz zu konventionellen Fahrzeugen am Markt durchsetzen, d. h. Akzeptanz vor allem bei den Kunden, aber auch in der Gesellschaft generell finden. Die künftige Entwicklung, insbesondere die Frage, ob die Kurve der Neuzulassungen von E-Pkw weiter exponentiell steigt, ist derzeit offen[73], nicht zuletzt mit Blick auf das Käuferverhalten nach dem Auslaufen des Umweltbonus. Erfahrungen aus ebenfalls noch jungen Elektromobilitätsmärkten, wie beispielsweise Norwegen, den Niederlanden und China haben gezeigt, dass das Wegfallen von Prämien zu einem massiven Rückgang der Verkaufszahlen führen kann (Heymann, 2019). Allerdings bedeutet die Reduktion von Subventionen nicht zwangsläufig eine dauerhafte Schwächung der Märkte (PWC, 2019). Die aktuelle Förderung muss deshalb in eine förderungsunabhängige Konkurrenzfähigkeit von E-Autos münden. Nicht unwesentlich wird dabei die Preisentwicklung bei Verbrennerfahrzeugen und Kraftstoffen sein, damit das E-Fahrzeug für potenzielle Pkw-Käuferinnen und -Käufer mittel- und langfristig eine realistische Anschaffungsoption wird. In Abbildung 29 sind die Entwicklungen der Pkw-Bestände, die maximale Ausflottung sowie drei unterschiedliche Pfade der E-Auto-Marktdurchdringung dargestellt. Demnach hält die Expertenkommission Einschätzungen zum Bestand an E-Fahrzeugen in 2030 zwischen 6 und 13 Millionen E-Pkw für plausibel, wenngleich die aktuelle Bestandsentwicklung bei Pkw weiterhin von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor getrieben ist.

314. Die Faktoren, die für Käuferinnen und Käufer das E-Auto zu einer realistischen Anschaffungsoption machen, sind vielschichtig und umfassen mit Sicherheit den Anschaffungspreis gegenüber konventionellen Antrieben, das Vorhandensein von Ladeinfrastrukturen sowie Veränderungen im Image des Elektrofahrzeugs. Der Anschaffungspreis dürfte für das Durchsetzen am Markt entscheidend sein, auch wenn niedrigere Betriebskosten bereits heute BEV- und PHEV-Fahrzeuge über die Lebenszeit eigentlich kompetitiv machen. Der Anschaffungspreis wird bei E-Fahrzeugen stark vom Batteriepreis bestimmt. Die Batteriekosten für E-Fahrzeuge sind seit 2010 kontinuierlich zurückgegangen, um rund ein Viertel allein zwischen 2018 und 2020. Bis 2025 wird eine weitere Senkung der Batteriekosten vorhergesagt; allerdings weisen die Prognosen eine erhebliche Bandbreite auf, die bis hin zu einer Halbierung der Kosten pro Kilowattstunde gegenüber 2020 reichen (Köllner 2019). Der Ausbau der Ladeinfrastruktur wird sich ebenso positiv auf den Absatz von E-Fahrzeugen auswirken wie das zunehmend positive Image.

[73] Vgl. dazu auch „Stellungnahme zum sechsten Monitoring-Bericht“ 2018, S.125, Abschnitt 271.

Abbildung 29: Szenarien der Pkw-Bestandsentwicklung sowie mögliche Diffusionspfade für E-Autos unter Annahme verschiedener Anteile und Hochläufe bei den Neuzulassungen (NZL), auf 33 % bzw. 50 % Anteile in 2030; ebenfalls dargestellt ist die gesamte Anzahl der erneuerten Pkw durch Ausflottung („Bestand erneuert").



Quelle: Eigene Berechnungen

315. Mit der wachsenden Zahl von E-Fahrzeugen in der deutschen Fahrzeugflotte steigt der Einfluss auf das Energiesystem. Die Folge können Lastspitzen durch Ladevorgänge zu Stoßzeiten sein, wenn z. B. viele E-Fahrzeuge mit Beginn des Feierabends an das Stromnetz angeschlossen werden. Entlastungen für das Netz könnten zum einen über das zeitliche Verteilen bzw. Flexibilisieren der Ladevorgänge erreicht werden. Voraussetzung dafür ist, dass die Ladestation bzw. das Fahrzeug mit dem Netzbetreiber kommunizieren kann. Zum anderen kann eine stärkere Integration der E-Fahrzeuge in das Energiesystem (Sektorenkopplung) durch „Vehicle-to-Grid" (V2G) erfolgen. Damit würde ein bidirektionaler Energiefluss ermöglicht, d. h., die in der Fahrzeugbatterie gespeicherte Energie kann bei Bedarf wieder in das Netz zurückgespeist werden. Damit ließe sich die mit erneuerbaren Energien einhergehende Fluktuation bei der Stromerzeugung abfangen, was auch ein Beitrag zur Stabilisierung des Energiesystems wäre. Voraussetzungen für V2G sind die Hardwarekompatibilität der Fahrzeuge, eine Kommunikationsschnittstelle zum Energiesystem, die politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen sowie nicht zuletzt die Akzeptanz der Nutzer. Während sich der Kommunikationsstandard ISO 15118-20, der das bidirektionale Laden für AC- und DC ermöglichen soll, in der Finalisierung befindet, sind noch verschiedene rechtliche und regulatorische Hürden auf nationaler Ebene zu überwinden. Darüber hinaus ist über die Bedingungen für die Akzeptanz seitens der Kunden in Deutschland wenig bekannt. Um die Potenziale der Netzstabilisierung durch V2G umsetzen zu können, empfiehlt die Expertenkommission deshalb dringend, die Akzeptanz von V2G durch nutzerbezogene Forschung zu klären.

9.3 Die weitere Entwicklung im Spiegel von Szenarien

316. In den vergangenen Jahren sind mehrere Szenario-Analysen entstanden, die die Verkehrsentwicklung bis 2030 und darüber hinaus projizieren – u. a. im Vorfeld zur Formulierung des Klimaschutzplans der Bundesregierung (Agora Verkehrswende, 2018; BDI, 2018; dena, 2018; Prognos, 2020). Diese Szenarien zeigen Pfade auf, wie

eine Minderung der CO_2-Emissionen auf 95-98 t CO_2-Äq. möglich wird und damit die von der Bundesregierung gesetzten Klimaschutzziele für 2030 erreicht werden können. Das heißt: Die Szenarien beschreiben, was zur Zielerreichung getan werden *muss* und hinterfragen nur bedingt, insbesondere im Hinblick auf Verhaltensänderungen, was überhaupt getan werden *kann*. Alle genannten Szenarien unterstellen die weitgehend gleichen externen Rahmenbedingungen hinsichtlich Bevölkerung, Wohlstand und Rohstoffpreisen: Rückgang der Bevölkerung bis 2030 auf weniger als 80 Mio. Menschen; weiter steigendes Brutto-Inlands-Produkt auf einen Wert von nominal ca. 20 % in 2030 und ca. 50 % in 2050 bezogen auf den Wert von 2015. Damit kommen fast alle Szenarien auf eine leicht steigende Personenverkehrsleistung bis in die 2030-2040er Jahre, gefolgt von einem Rückgang analog zur Bevölkerungsabnahme. Im Jahr 2030 liegt die Personenverkehrsleistung der meisten Szenarien zwischen 1.100 und 1.200 Mrd. Personenkilometer (pkm) pro Jahr bei einem Anteil des MIV von über 80 %. Lediglich das Szenario der Agora Verkehrswende „Nutzerkosten und Verkehrsnachfrage“ errechnet einen *Rückgang* der Personenverkehrsleistung auf 976 Mrd. pkm und einen MIV-Anteil von 60 %.

317. Anders als im Personenverkehr steigt in den genannten Szenarien die Güterverkehrsleistung kontinuierlich auch nach 2030 an und erreicht im Jahr 2030 etwa 130 % der Güterverkehrsleistung von 2015. Alle Szenarien gehen von einem Schwerpunkt des Güterverkehrs auf der Straße aus, was einem Anstieg von ca. 470 Mrd. Tonnen-Kilometer (tkm) auf ca. 600 Mrd. tkm entspricht. Anteilig liegt der Lkw-Güterverkehr in 2030 ähnlich wie in 2015 bei 70 bis 73 %. Für den Schienengüterverkehr wird 2030 eine signifikante Steigerung zwischen 42 % (BDI, 2018) und 54 % (Prognos, 2020) erwartet; der Anteil bleibt dennoch bei rund 19 % am binnenländischen Güterverkehr insgesamt.

318. Die Szenarien unterscheiden sich vor allem in der Abschätzung des künftigen Modal-Split. In den Zielszenarien von dena, BDI und Prognos steigt der Anteil des Umweltverbundes (ÖPNV, Fahrrad, zu Fuß) an der Verkehrsleistung von ca. 15 % in 2015 nur moderat auf 19 % in 2030. Das bedeutet, dass die Erwartungen gegenüber verhaltensbedingten Veränderungen bei der Nachfrage nach Personenverkehr gering bleiben. Dies ist deutlich anders beim „Nutzerkosten und Verkehrsnachfrage“-Szenario der Agora Verkehrswende, das von einem signifikanten Modal-Wechsel von 16 % auf 40 % zum Umweltverbund ausgeht[74]. Dies korrespondiert dort mit einem Rückgang der Pkw-Bestandszahlen von 45-47 Mio. Pkw auf 40 Mio. in 2030 (Anhang, Tabelle 3). Rechnerisch fällt damit die Fahrleistung pro Pkw unter 10.000 km/a, während sie in den anderen Szenarien, ähnlich wie heute, bei 14.000-15.000 km liegt. In vergleichbarer Weise gehen auch neue Szenarien aus dem Jahr 2020 für die Zieljahre 2035 und 2050 (Wuppertal-Institut 2020; Agora Energiewende 2020) von einem deutlichen Rückgang der Pkw-Nutzung aus.

319. Alle Szenarien erwarten eine schnell zunehmende Durchdringung der Fahrzeugflotte mit neuen Antriebsformen, insbesondere BEV und PHEV. Bereits in den Referenzszenarien für 2030 liegen die Erwartungen für die Fahrzeugkategorien BEV und PHEV zusammen genommen bei ca. 4 Mio. Fahrzeugen und einem Anstieg auf 14 Mio. Fahrzeuge (Prognos, 2020) bis 18 Mio. Fahrzeuge (BDI, 2018) in 2050. In den Klimaziel-Erreichungs-Szenarien steigen diese Erwartungen auf 6-7 Mio. in 2030 und bis zu 31 Mio. (ca. ¾ des Bestandes) in 2050 an. Tabelle 20 zeigt die erwartete Anzahl von BEV und PHEV in den Klimaschutz-orientierten Szenarien in 2030 im Vergleich zum Bestand 2020. Um in einem Zeitraum von 10 Jahren zwischen 15 %-20 % BEV und PHEV-Pkw im

[74] Im Agora Verkehrswende-Szenario „Nutzerkosten und Verkehrsnachfrage“ wirken insbesondere monetäre Maßnahmen, wie bspw. die Angleichung von Diesel- und Benzinbesteuerung, eine Verdopplung der Kilometer-Kosten Pkw ab 2028 durch Pkw-Maut und begleitende Maßnahmen wie ein generelles Tempolimit, Förderung des Radverkehrs und von Car-Sharing sowie innerstädtische Maßnahmen wie Parkraumbewirtschaftung und Überwachung. Im Bereich des Güterverkehrs werden ebenfalls Maut-Sätze erhöht und die Kapazität der Schieneninfrastruktur generell und insbesondere in Bezug auf den kombinierten Verkehr, ausgebaut (Kapazitätserhöhung um 60-70 %, Verdopplung der KV Kapazitäten).

Bestand zu erreichen, müsste der Anteil bei den Neuzulassungen kontinuierlich bei etwa 25 % liegen. Die Szenarien gehen davon aus, dass nach einem anfänglichen Fokus auf PHEVs sich BEVs auf längere Sicht durchsetzen werden. Die Anteile an Neuzulassungen in 2030 unterscheiden sich je nach Szenario deutlich und liegen zwischen 5 und 34 % für BEVs und zwischen 6 und 35 % für PHEVs (Agora Verkehrswende, 2018; BDI, 2018; dena, 2018). Für 2050 erwartet Agora Energiewende (2020) einen Bestand von nur noch 31 Mio. Pkw bei einem Elektrifizierungsgrad der Flotte von 100 %.

320. Neben dem motorisierten Individualverkehr ist der Güterverkehr entscheidend am Ausstoß von Treibhausgasen beteiligt. Damit wird es auch von der Entwicklung des Güterverkehrs abhängen, ob die im Klimaschutzgesetz festgelegten CO_2-Reduktionsziele erreicht werden. Die für die Treibhausgasemissionen maßgeblich verantwortlichen schweren Lkw über 3,5 t zulässigem Gesamtgewicht (mehr als 75 % der CO_2-Emissionen des Straßengüterverkehrs, (BDI, 2018; S. 183)) sind bis heute nahezu alle mit Diesel-Motoren angetrieben. In den Szenarien von BDI (2018), Prognos (2020) und Agora Verkehrswende (2018) wird zum Erreichen von CO_2-Minderungen der Ausbau einer Oberleitungsinfrastruktur, die Einführung von Oberleitungs-Hybrid-Lkw und Brennstoffzellenfahrzeugen angenommen. Aufgrund der hohen Investitions- und Entwicklungskosten wirken sich diese Technologien bis 2030 allerdings nur in begrenztem Umfang treibhausgasmindernd aus, da sie einen längeren Zeithorizont zur breiten Einführung benötigen. Die angenommenen Fahranteile von Oberleitungs-Lkw in 2030 schwanken zwischen 2 % (BDI) und 9 % (Prognos) an den Gesamt Lkw-Fahrleistungen. Hinzu kommen noch Anteile batterie-elektrischer Nutzfahrzeuge im leichten und mittleren Segment zwischen 4 % und 8 %. Wasserstoff-betriebene Brennstoffzellenfahrzeuge machen 2030 nach Agora Verkehrswende (2018) etwa 16 % der Neuzulassungen im Segment der Last- und Sattelzüge aus.

321. Die Szenarien gehen für 2030 von einem Rückgang des gesamten Energiebedarfs für den Verkehr ausgehend von 639 TWh/a in 2015 (674 TWh/a einschließlich des innerdeutschen Luftverkehrs) aus. In den meisten Klimaschutz-orientierten Szenarien wird von einem Energiebedarf zwischen 500 und 570 TWh/a ausgegangen, während die niedrigsten Schätzungen der Agora Verkehrswende (2018) unter 450 TWh/a liegen. Dabei werden die Klimaziele maßgeblich über Effizienzsteigerungen bei den vorhandenen Technologien und den Wechsel auf alternative Antriebe und Kraftstoffe erreicht. Je nach Marktdurchdringung von alternativen Antriebsformen wird von einem Anstieg des verkehrsbezogenen Strombedarfs von ca. 12 TWh/a in 2019 auf 30 (BDI) – 87 (dena) TWh/a in 2030 gerechnet. Tabelle 4 (im Anhang zu diesem Kapitel) zeigt die einzelnen Energiebedarfe der Szenarien nach Energieträgern auf. Es ist dem methodischen Ansatz der genannten Zielszenarien geschuldet, dass alle die Klimaminderungsziele in 2030 erreichen. Dem steht der Ansatz eines explorativen Szenarios des DLR gegenüber, bei dem die Klimaziele der Bundesregierung erst zeitverzögert erreicht werden (Seum et al., 2019). Die THG-Minderungen sind darin etwa zur Hälfte in verändertem Verkehrsverhalten und zur anderen Hälfte in technologischem Fortschritt begründet.

322. Die volkswirtschaftlichen Vermeidungskosten der verschiedenen Maßnahmen im Sektor Verkehr sind hoch im Vergleich zu anderen Sektoren (BDI, 2018). Durch die im 80 %-Klimapfad im Verkehrssektor getroffenen Maßnahmen können nach BDI zwischen 2015 und 2050 zusätzlich zur Referenz 52 Mio. t THG-Emissionen eingespart werden. Etwa drei Viertel dieser Maßnahmen sind aus volkswirtschaftlicher Sicht mit Mehrkosten verbunden und weisen Vermeidungskosten von bis zu 135 Euro/t CO_2-Äq. im Zeitverlauf bis 2050 auf (BDI, 2018). Die Vermeidungskosten im Sektor Industrie liegen im Vergleich deutlich niedriger (negativ bis 50 Euro/t beim 80 %-Klimapfad) und auch im Sektor Haushalte sind die Vermeidungskosten niedriger (bis 72 Euro/t im 80 %-Klimapfad). Die Analyse in BDI (2018) ist jedoch stark technologielastig. So werden den mit negativen Kosten assoziierten Verlagerungsoptionen kaum CO_2-Vermeidungspotenziale unterstellt. Investive Maßnahmen zur signifikanten Stärkung beispielsweise des Schienenfernverkehrs und des kombinierten Güterverkehrs und damit

verbundene Verlagerungsoptionen sind in die Analysen nicht mit eingeflossen, könnten jedoch die Vermeidungskostenkurve kostensenkend beeinflussen.

9.4 Entwicklungen und Realisierungsbedarfe der kommenden Jahre vor dem Hintergrund der Anforderungen und Vorschläge des NECP

323. Für das Erreichen der Klimaneutralität bis 2050 müssen sich die verschiedenen Formen der Energie- und Kraftstoffquellen für den Verkehr in einem integrierten Energiesystem optimal ergänzen. Einen qualitativen Vergleich der Einsatzgebiete der verschiedenen Technologien (Batterie, Wasserstoff und synthetische Kraftstoffe) zeigt Abbildung 30. Aufgrund der unterschiedlichen Leistungsdichte der Energieträger und -speicher sowie den unterschiedlichen Anforderungen von und an Fahrzeuge lassen sich grundsätzliche Anwendungsbereiche ableiten. Für Nutzfahrzeuge gilt: Fahrzeuge, die vornehmlich im Nahbereich und von zentralen Betriebshöfen aus eingesetzt werden, sind für den Einsatz von batterieelektrischen Antrieben geeignet. Bei Fahrzeugen mit Anforderungen an hohe tägliche Fahrleistungen sowie möglichst hohe Zuladungskapazitäten sind flüssige oder gasförmige Kraftstoffe sowie Wasserstoff die besseren Alternativen. Mit Hilfe von erneuerbaren Energien erzeugte synthetische flüssige und gasförmige Kraftstoffe können in konventionellen Antrieben eingesetzt werden und verfügen über eine höhere Energiedichte als heutige Batterien. Nicht zuletzt für den Fahrzeugbestand können synthetische Kraftstoffe eine wichtige Rolle auf dem Weg zur Klimaneutralität spielen. Wasserstoff weist eine hohe volumetrische Energiedichte auf, die mit steigendem Druck zunimmt. Durch starkes Tiefkühlen kann der Wasserstoff überdies verflüssigt werden, wodurch eine noch höhere Energiedichte erzielt werden kann, die größere Reichweiten und höhere Zuladungen ermöglicht. Insbesondere für Schiffe, Flugzeuge, Züge und schwere Lkw im Fernverkehr werden in Zukunft Wasserstoff und synthetische Kraftstoffe wichtige Energieträger sein.

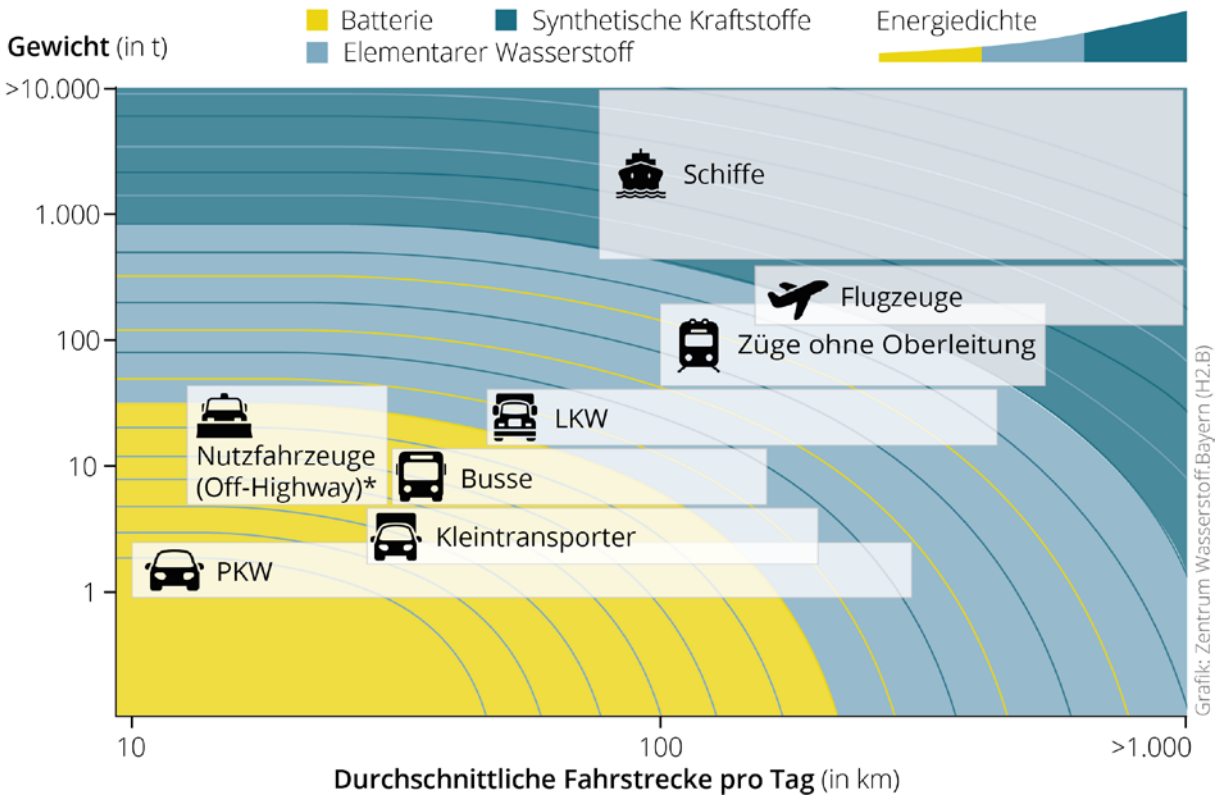
324. Bezogen auf den Straßengüterverkehr formuliert der NECP das Ziel, in 2030 ca. ein Drittel der Fahrleistung elektrisch oder mit CO_2-freien bzw. CO_2-neutralen Kraftstoffen zu erbringen. Die EU sieht auch für schwere Nutzfahrzeuge Flottengrenzwerte zur Reduktion der THG-Emissionen vor. Ab 2025 muss der durchschnittliche CO_2-Ausstoß der Neufahrzeugflotte um 15 % geringer sein als 2019. Die Strafen bei Überschreitung betragen 4.250 Euro/gCO_2 je tkm (EU Parlament, 2019). Batterie-elektrische Antriebe im Straßengüterverehr sind in signifikantem Umfang im Zeitrahmen bis 2030 vor allem bei den leichten (bis 7,5 t) und mittelschweren Lkw (7,5-20 t) zu erwarten. Die hohen Energiebedarfe und Batteriekosten von schweren Lkw in der Langstrecke schließen batterie-elektrische Antriebe nahezu aus. Als alternative strombasierte Option wird derzeit die Elektrifizierung von Autobahnstrecken mit hohem Lkw-Aufkommen und der Einsatz von Oberleitungs-Hybrid-Lkw diskutiert. Andere Möglichkeiten zur THG-Reduzierung im Güterverkehr sind der Einsatz von Wasserstoff oder die Nutzung von synthetischen Kraftstoffen – als Reinkraftstoff oder als Kraftstoffbeimischung – im Verbrennungsmotor. Beim Nutzfahrzeuggipfel der Bundesregierung im November 2020 wurde angekündigt, dass die Potenziale aller Technologiebereiche – Strom, Flüssigkraftstoffe und Brennstoffzelle – in einem Technologiemix, der den unterschiedlichen Einsatzmustern von Lkw folgt, genutzt werden sollen (BMVI 2020b). Angesichts der Bedeutung der transnationalen Güterverkehre sowie des hohen Anteils an Güterverkehrsleistung, die durch im Ausland zugelassene Lkw abgedeckt wird[75], müssen in jedem Fall Lösungen angestrebt werden, die einer gesamteuropäischen Strategie folgen.

325. Ob die Zielwerte, die das KSP-Szenario im NECP insbesondere für die Entwicklung der Flotte im Straßengüterverkehr benennt, tatsächlich erreicht werden können, lässt sich momentan nicht einschätzen, vor allem da

[75] in Deutschland werden etwas mehr als 40 % der Güterverkehrsleistung im Straßenverkehr (ohne Nahverkehr bis 50 km Entfernung) von ausländischen Lkw erbracht (Wert für 2018; BMVI 2019). Auf Autobahnen liegt der Anteil der Fahrleistung von ausländischen Lkw in Deutschland sogar nahe 50 % (BAG 2020)

der Diesel-Lkw derzeit sowohl hinsichtlich der Kosten als auch der Flexibilität des Einsatzes ausgesprochen vorteilhaft ist. Die im November 2020 angekündigte Abwrackprämie für Euro 3-, 4- und 5-Lkw, für die ein Zeitplan und eine genauere Darstellung der Ausprägung erst in 2021 erfolgen wird, kann einen Beitrag zur THG-Reduzierung im Güterverkehr leisten, allerdings wird die Flottenerneuerung zunächst weiter hauptsächlich mittels Diesel-Fahrzeugen erfolgen. Da eine Flottenerneuerung nur in Deutschland zugelassene Lkw betrifft, kann davon ausgegangen werden, dass die entscheidende Wirkung auf die Fernverkehre (Güterverkehre über eine Distanz von 50 km und mehr) von der Einführung einer CO_2-Differenzierung der Lkw-Maut und eines ab 2023 wirksamen CO_2-Aufschlags auf die Lkw-Maut, die sowohl auf den Autobahnen als auch den Bundesstraßen in Deutschland gilt, abhängt.

Abbildung 30: Einsatzbereiche unterschiedlicher Antriebsformen und Kraftstoffe

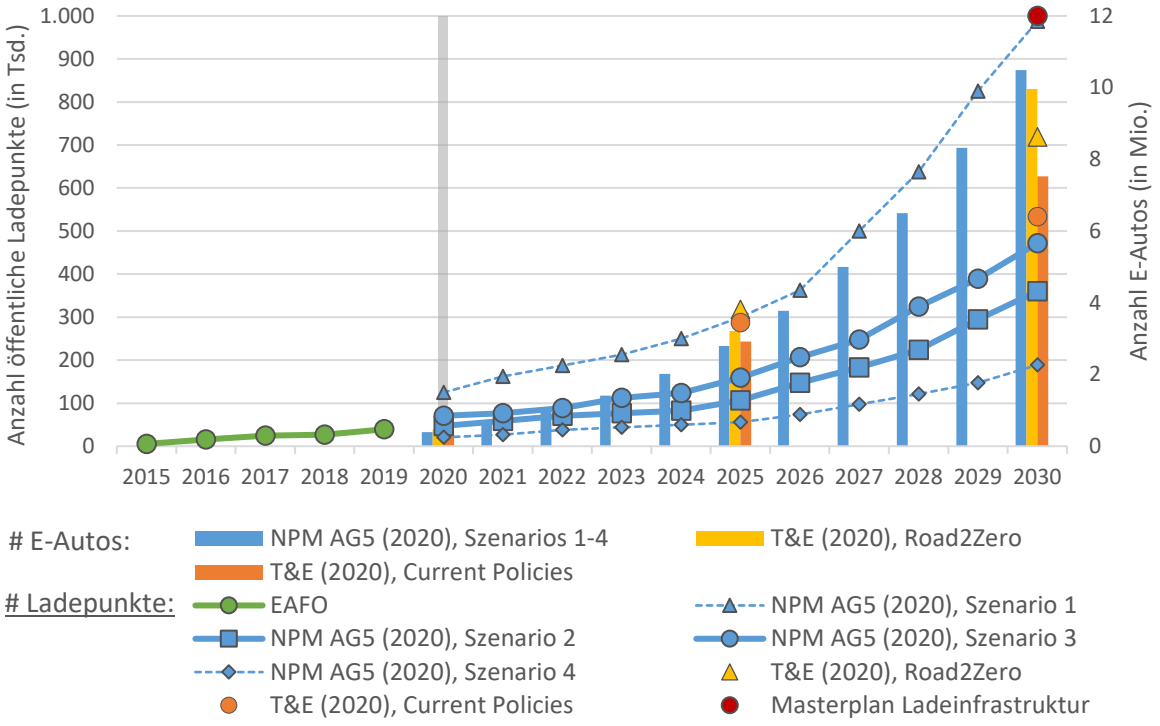


Die Abbildung zeigt die Einsatzbereiche unterschiedlicher Antriebsformen und Kraftstoffe entsprechend den Fahrzeugen, in denen sie verwendet werden. Die Breite der Balken beschreibt die übliche Bandbreite an Fahrstrecke pro Tag; die Höhe der Balken beschreibt den Gewichtsbereich, der für die abgebildeten Fahrzeugtypen im Allgemeinen gültig ist.
* Fahrzeuge aus dem „Off Highway"-Bereich sind beispielsweise Baufahrzeuge, Landmaschinen oder Spezialfahrzeuge für industrielle Anwendungen. Die Statistik des Kraftfahrtbundesamtes (KBA) folgt dabei der EG-Klassifizierung, wonach entsprechende Fahrzeuge den Fahrzeugklassen T (Zugmaschinen für land- oder forstwirtschaftliche Zwecke nach Verordnung 167/2013/EG) und C (Land- oder forstwirtschaftliche Zugmaschinen auf Gleisketten nach Verordnung 167/2013/EG) zugeordnet werden. Der Bestand umfasste 2020 knapp 240.000 Fahrzeuge; davon waren knapp über 300 Fahrzeuge mit alternativen Antrieben, insbesondere Elektromotoren, ausgestattet (Deutscher Bundestag, 2020).

326. Die auf den Weg gebrachte Förderung von Fahrzeugen mit alternativen Antrieben muss ganz generell vom Aufbau der notwendigen Tank- und Ladeinfrastrukturen begleitet werden. Auf europäischer Ebene wird dies von der Richtlinie AFID (Alternative Fuels Infrastructure Directive) aus dem Jahr 2014 (EU Parlament, 2014) geregelt. Bei der Elektromobilität ist neben dem Aufbau von Ladeinfrastruktur in der Fläche der Ausbau von Schnellademöglichkeiten vor allem an innerdeutschen und europäischen Hauptverkehrsachsen erforderlich, um das

Elektrofahrzeug auch für längere Strecken tauglich zu machen (NPM AG5, 2020b). Bisher wurden im Rahmen des Förderprogramms „Ladeinfrastruktur“ rund 17.400 öffentliche Normalladepunkte (bis max. 22 kW) und 5.000 Schnellladepunkte gefördert (BMVI, 2020a). Bis 2030 sollen insgesamt 1 Mio. öffentliche Ladepunkte errichtet werden (Bundesregierung, 2019); eine erste flächendeckende Versorgung mit öffentlichen Ladepunkten sollte bis 2025 erreicht werden (NPM AG 5, 2020b). An den Standorten von öffentlichen Ladepunkten muss auch die künftige Skalierbarkeit des Netzanschlusses gewährleistet sein.

Abbildung 31: Historische und prognostizierte Entwicklung der öffentlichen Ladepunkte und des Elektrofahrzeugbestands (BEV und PHEV) in Deutschland



Quelle: Eigene Darstellung. Historische Werte der öffentlichen Ladepunkte von EAFO (2020) in grün. Prognosen der öffentlichen Ladepunkte und des Elektrofahrzeugbestands aus NPM AG5 (2020a) in blau[76], Transport & Environment (2020)[77] in gelb und orange und Bundesregierung (2019)[78] in rot.

[76] Die AG5 der „Nationalen Plattform Zukunft der Mobilität“ (NPM) gibt unter der Annahme von 10,5 Mio. Elektrofahrzeugen in 2030 mit vier unterschiedlichen Szenarien die mögliche Bandbreite für den Bedarf an öffentlichen Ladepunkten in Deutschland an. Im Szenario 1 ergibt sich der höchste Ladeinfrastrukturbedarf im öffentlichen Raum. Annahmen sind, dass 40 % des Ladens im öffentlichen Raum stattfindet und dies zu 90 % an Ladepunkten mit geringer Ladeleistung (AC-Ladepunkte). Ein mittlerer Bedarf an öffentlichen Ladepunkten wird für die Szenarien 2 (Anteil öffentliches Laden 15 % und Anteil AC-Ladepunkte 90 %) und 3 (Anteil öffentliches Laden 40 % und Anteil AC-Ladepunkte 67 %) prognostiziert. Aus Szenario 4 resultiert der geringste Bedarf an öffentlichen Ladepunkten durch einen hohen Anteil an privatem Laden (85 %) und den vermehrten Aufbau von Ladeinfrastruktur mit hoher Ladeleistung (33 % DC-Ladepunkte). Mit Blick auf die Attraktivität und Wirtschaftlichkeit des Ladeinfrastrukturnetzes ist ein Ladeinfrastrukturausbau in der Größenordnung von Szenario 2 oder 3 anzustreben.

[77] Die Studie Transport & Environment (2020) prognostiziert für alle Länder der EU einen Ladeinfrastrukturbedarf für die Jahre 2025 und 2030. Die Ladeinfrastrukturbedarfsprognosen unterscheiden sich durch einen progressiveren Markthochlauf von Elektrofahrzeugen im Szenario „Road2Zero“ gegenüber „Current Policies“. Im Szenario „Current Policies“ wird von einem EU-weiten Bedarf von 1,2 Mio. Ladepunkte bis 2025 und 2,2 Mio. Ladepunkte bis 2030 ausgegangen.

[78] Der „Masterplan Ladeinfrastruktur“ der Bundesregierung beschreibt Ziele und Maßnahmen für den Ausbau von Ladeinfrastruktur bis 2030. Insgesamt sollen bis 2030 1 Mio. öffentlich zugängliche Ladepunkte entstehen.

327. Auch der Ausbau von Wasserstofftankinfrastruktur ist europäisch anzugehen. Hierbei ist besonders auf die Kompatibilität der Wasserstofftankinfrastruktur für Pkw und Lkw zu achten. Aktuell ist Deutschland mit 84 öffentlich zugänglichen Wasserstofftankstellen führend beim Ausbau (gegenüber 41 im gesamten Rest der EU); bis Ende 2020 ist ein weiterer Ausbau auf 100 und bis Ende 2023 auf 400 Tankstellen geplant (H2 MOBILITY, 2020). Ein Großteil dieser Tankstellen liefert Wasserstoff auf einem Druckniveau von 700 bar, allerdings mit begrenztem Volumenstrom (Pkw-Standard). Derzeitige Lkw-Vorserienmodelle werden mit 350 bar betankt, was sich jedoch aufgrund der geringeren Energiedichte und des erforderlichen Bauraums für Tanks lediglich für Nahverkehrsbusse, nicht aber für schwere Lkw im Fernverkehr eignet. Im Schwerlastverkehr wird Wasserstoff auf einem höheren Druckniveau und hohem Volumenstrom oder kryogener Wasserstoff (tiefkalten und dadurch verflüssigtem) notwendig sein, um eine kompetitive Alternative zu flüssigen Kraftstoffen darzustellen. Zur mittel- und langfristigen Hebung der Marktpotenziale von Brennstoffzellenfahrzeugen im Schwerlastverkehr ist daher eine länderübergreifende Wasserstofftankinfrastruktur entlang der europäischen Hauptverkehrsadern unverzichtbar, die effizient verschiedene Tanksysteme für unterschiedliche Nachfrager bzw. Fahrzeuge kombiniert.

328. Verhaltensänderungen sind sowohl im privaten als auch im gewerblichen Bereich des Verkehrs unverzichtbar zur Realisierung der THG-Minderungsziele wie auch zur generellen Reduzierung negativer Umwelteffekte aus dem Verkehr. So kommt bspw. die AG 2 der Nationalen Plattform Zukunft der Mobilität in ihrem Zweiten Kurzbericht zu dem Schluss, dass selbst unter sehr optimistischen Annahmen eine Lücke beim Klimaschutzziel der Bundesregierung für 2030 offenbleibt, wenn allein technologische Maßnahmen zum Einsatz kommen. Dies ist nur einer von wiederkehrenden Hinweisen auf die Bedeutung von Maßnahmen, die auf eine Veränderung des Mobilitätsverhaltens abzielen. Wichtige Maßnahmentypen zur THG-Minderung sind Verkehrsvermeidung und Verkehrsverlagerung – dies trifft sowohl auf den Personen- als auch auf den Güterverkehr zu. Während Verkehrsvermeidung im Personenverkehr hauptsächlich langfristige Maßnahmen wie die Integration von Stadt- und Verkehrsplanung umfasst, kann Verkehrsverlagerung vergleichsweise kurzfristig umgesetzt werden, beispielsweise durch marktorientierte Instrumente wie eine Maut oder den Ausbau von Infrastrukturen für aktive Modi (Fahrrad und zu Fuß). Allerdings ist die Höhe des THG-Minderungseffektes auf Ebene der einzelnen Maßnahme oft gering, so dass es eines Maßnahmenbündels bedarf, um sichtbare Wirkungen zu erzielen. Ein Beispiel hierfür ist die Vorgehensweise der Stadt Wien, die parallel zur Incentivierung der ÖPNV-Nutzung durch eine 365-Euro-Jahreskarte massive Einschränkungen der Pkw-Nutzung in der Innenstadt durchführte (tatsächlich wurde eine weitreichende Parkraumbewirtschaftung schon Jahre vor Einführung des 365-Euro-Ticktes eingeführt). Da Maßnahmen zu Verhaltensänderungen auf den Wandel von Gewohnheiten und Routinen der Menschen, aber auch von eingeübten Prozessen im gewerblichen Kontext abzielen, ist ihre Einführung in der Regel mit Widerständen verbunden, die durch eine partizipative Herangehensweise oft aufgefangen werden können. Die im achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung genannten Ansätze zur Beteiligung insbesondere von Bürgerinnen und Bürgern (mFund-Projekte und Erarbeitung des Bundesverkehrswegeplanes) sind nach Einschätzung der Expertenkommission bei Weitem nicht hinreichend, um eine breite Akzeptanz für Maßnahmen zu bewirken, die auf Verhaltensänderungen abzielen.

329. Ein großer Teil der Maßnahmen, die Verhaltensänderungen adressieren, werden auf kommunaler Ebene initiiert und umgesetzt, so beispielsweise die Bewirtschaftung von Parkraum oder der Ausbau von Fahrradinfrastrukturen. Es ist aus Sicht der Expertenkommission zu begrüßen, dass das Bundesverkehrsministerium nun auch die Möglichkeit erhalten hat, Infrastrukturprojekte der Länder und Kommunen vor Ort zu fördern. Dabei sollte auch diese Förderung im Rahmen von partizipativen Verfahren gestaltet werden. Um die Erhebung von Straßenbenutzungsgebühren als Maßnahme zur Steuerung des urbanen Verkehrs in Erwägung ziehen zu können, fehlt allerdings weiterhin der dringend notwendige gesetzgeberische Rahmen auf nationaler Ebene, der den Kommunen diese Maßnahme überhaupt erst möglich macht.

330. Straßenbenutzungsgebühren und Steuern werden auch auf nationaler Ebene künftig wichtige Hebel sein, ebenso wie Gebote, die eine THG-Reduzierung bewirken können. Prominentes Beispiel ist das Tempolimit auf Autobahnen, das derzeit aber keine politische Mehrheit findet und im Februar 2020 vom Bundesrat abgelehnt wurde[79]. Die Einführung einer sinnvollen Bepreisung im Straßenverkehr hat die Expertenkommission bereits mehrfach – zuletzt in der Stellungnahme zum Monitoring-Bericht 2016 – empfohlen (Stellungnahme zum Monitoring-Bericht 2016, Kapitel 8 „Verkehr“, S. 126, Abschnitt 276). Angesichts der weiter steigenden Verkehrsleistungen wird diese auf das Verhalten abzielende Empfehlung wiederholt, nicht zuletzt angesichts der Erwartung, dass der mit dem Brennstoffemissionshandelsgesetz eingeführte CO_2-Preis vorläufig kaum steuernde Wirkung haben wird, zumal verschiedentlich Kompensationsmaßnahmen, wie die Pendlerpauschale, vorgesehen sind. Maßnahmen, die mit Kostenerhöhungen der aktiven Fahrzeugnutzung verbunden sind, können sich dämpfend auf die Pkw-Verkehrsleistung auswirken, und kombiniert mit Maßnahmen zur Förderung des Schienenpersonenverkehrs kann eine Verlagerung induziert werden, wie das auch verschiedene Szenarien aufzeigen.

331. Eine wichtige Verhaltensänderung im Güterverkehr ist die angestrebte Verlagerung von der Straße auf die Schiene – laut Masterplan Schienenverkehr soll der Anteil des Schienengüterverkehrs von heute ca. 19 % auf 25 % in 2025 anwachsen. Ausschlaggebend für den Umfang von Verlagerungspotenzialen ist die Struktur der Güterarten (Schienen- und Binnenschiff-affine Güter wie Rohstoffe, Baustoffe, Chemie, Kohle, Mineralölprodukte und Produkte der Stahlindustrie einerseits und Güter, die eine hohe Flexibilität verlangen, wie Stückgüter, Fertigwaren und Konsumgüter). Laut Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (MKS) (Lobig et al., 2016) sind durch Infrastruktur-Maßnahmen (z. B. ein lückenloses 740 m-Netz für Güterverkehrszüge mit der europäischen Standardlänge von 740 m) zusätzlich 10 % Schienengüterverkehr möglich. Dies vermindert den Lkw-Verkehr jedoch nur um ca. 2 %. Technische Maßnahmen, insbesondere standardisierte automatische Kupplungssysteme könnten eine Zunahme des Schienengüterverkehrs um 46 % ermöglichen. Allerdings wirken diese Maßnahmen eher in einer langfristigen Perspektive. Mittelfristig bis langfristig umsetzbares Verlagerungspotenzial bietet – dies sieht auch der NECP vor, allerdings ohne konkrete Zielwerte zu nennen – der Ausbau des kombinierten Verkehrs (KV), vor allem KV Straße und Schiene. Zunächst sollten vor allem technische und logistische Defizite minimiert werden, die zu Einschränkungen hinsichtlich einer zügigen Abwicklung der logistischen Prozesse führen (z. B. Frequenzen und Geschwindigkeit der Züge, ungenügende Ausstattung der KV-Terminals zur effizienten Verladung von unterschiedlichen Ladeeinheiten und Sendungsgrößen (Lobig et al., 2016)). Darüber hinaus sollten allerdings auch neue Terminals aufgebaut werden, da die meisten bestehenden KV-Terminals bereits bis an die Kapazitätsgrenze ausgelastet sind. Zur Verlagerung von Güterverkehren auf den KV bedarf es einer klaren politischen Strategie, diese Verlagerung im Markt zu realisieren, mit den entsprechenden Wirkungen auf Investitionsentscheidungen. Die flächendeckende Durchsetzung von KV könnte die Transportleistung im Schienengüterverkehr etwa verdoppeln[80] (vgl. Lobig et al., 2016).

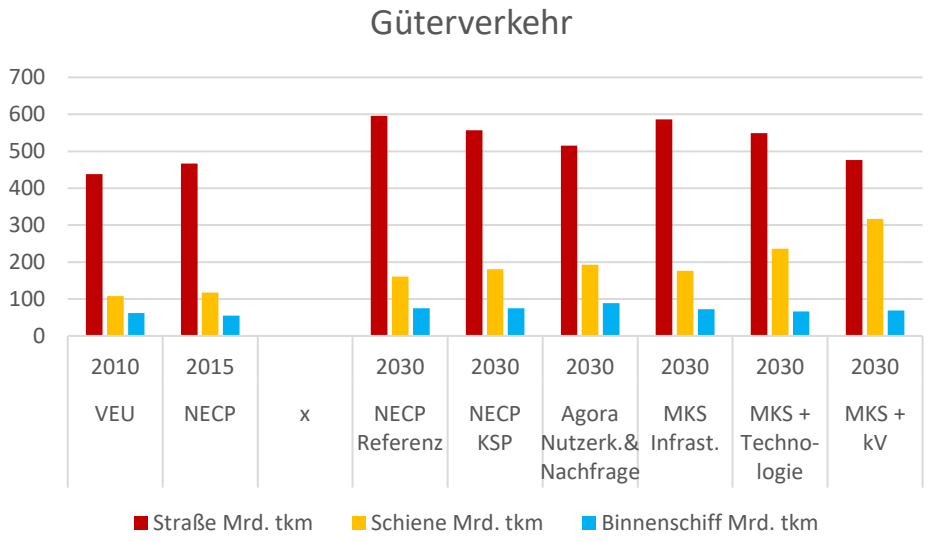
332. Stark begrenzt sind die Verlagerungspotenziale auf das Binnenschiff, das vorwiegend Rohstoffe, Baustoffe, Chemie, Kohle, Mineralölprodukte und Produkte der Stahlindustrie transportiert und damit Güter, die in Zukunft an Bedeutung verlieren werden. Zudem leidet die Binnenschifffahrt zunehmend unter klimabedingten Einschränkungen, insbesondere Trockenheit.

[79] Nach Berechnungen des Umweltbundesamtes ließen sich durch Tempo 120 2,6 Mio. t CO_2 jährlich sparen, bei Tempo 130 würden jährlich 1,9 Mio. t CO_2 eingespart (Quelle: https://www.umweltbundesamt.de/presse/pressemitteilungen/tempolimit-auf-autobahnen-mindert-co2-emissionen).

[80] Lobig et al. (2016) kommen in ihrem Szenario zu einer Verdopplung der tkm im Schienengüterverkehr unter der Annahme, dass 50 % der bahnaffinen Güter >400 km auf die Schiene verlagert werden. Dadurch würde der Straßengüterverkehr um etwa 20 % gegenüber der Referenzentwicklung sinken. (Lobig et al., 2016, S. 66)

333. Die in verschiedenen Studien ausgewiesenen Verlagerungspotenziale im Güterverkehr bis zum Jahr 2030 zeigt Abbildung 32. Alle Studien gehen von einer steigenden Güterverkehrsleistung aus, dabei ist die berechnete Bandbreite allerdings hoch: So liegt bspw. im Agora Verkehrswende-Szenario das Güterverkehrsaufkommen mit 780 Mio. tkm in 2030 deutlich unter den Werten der anderen Studien (840-850 Mio. tkm). Ausgehend von 2015 wird in allen Szenarien von einer Steigerung der Schienengüterverkehre für 2030 ausgegangen, im Referenzfall der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (MKS) um 32 % (Lobig et al., 2016). Die zusätzlichen Verlagerungspotenziale der Szenarien liegen zwischen +10 % (MKS Infrastruktur-Szenario), +47 % (MKS Infrastruktur + Technologie) und +97 % (MKS KV-Szenario). DLR VEU und Agora Verkehrswende gehen von +19 % bzw. +25 % aus (jeweils bezogen auf die Werte der MKS-Referenz für 2030) aus (Agora Verkehrswende, 2018; Seum et al., 2019). Die bis zu einer Verdopplung der Verlagerung reichenden Verlagerungspotenziale werfen allerdings die Frage nach der Kapazität der Infrastruktur auf. In einer Studie im Rahmen der MKS wurde untersucht, inwieweit die Infrastruktur imstande ist, die Verlagerungspotenziale und damit weitere Schienengüterverkehre aufzunehmen (Winkler et al., 2016). Dabei zeigt sich, dass ein starker Anstieg bis hin zu einer Verdopplung der Schienengüterverkehrsleistung zu deutlichen Überlastungen auf den Güterverkehrskorridoren führt. Ohne die zügige Umsetzung von umfangreichen Ausbaumaßnahmen wird es auch mittelfristig nicht möglich sein, die Verlagerungspotenziale auszunutzen.

Abbildung 32: Darstellung von Verlagerungspotenzialen im Güterverkehr gemäß verschiedener Szenarien



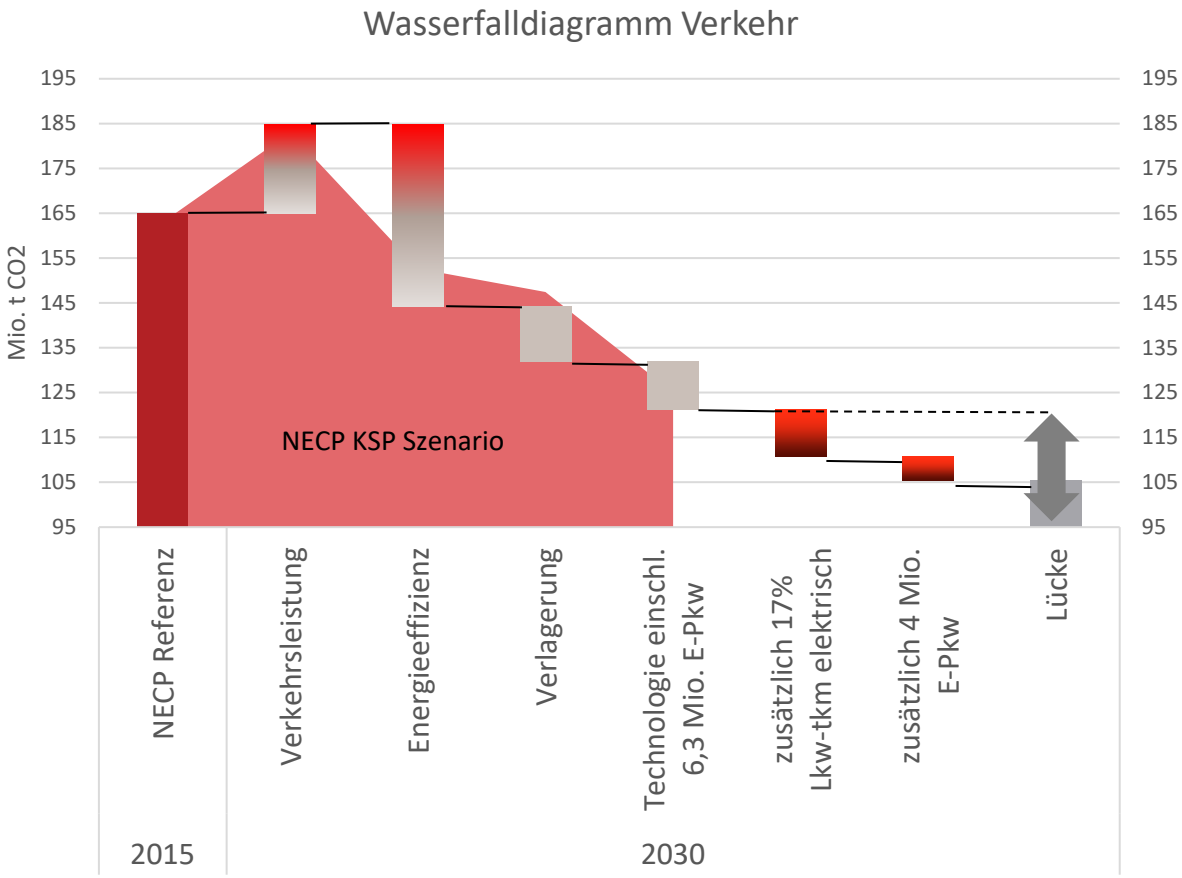
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Lobig et al. (2016), Agora Verkehrswende (2018), Seum et al. (2019)

9.5 Einschätzung möglicher Treibhausgasminderungen im Verkehr

334. Für eine Einschätzung der möglichen Treibhausgasminderungen liegen eine Vielzahl von Studien und Berechnungen vor. Unter Berücksichtigung dieser Studien und der Szenario-Rechnungen zum NECP (BMWi, 2020) lassen sich die möglichen Treibhausgasminderungen bestimmten Bereichen zuordnen. Hiernach kommt der generellen Effizienzsteigerung der konventionellen Antriebstechnologien bis 2030 eine große Bedeutung zu. Darüber hinaus sind es zu etwa gleich großen Anteilen die Bereiche Verlagerung und Verbesserung durch Antriebswechsel, die zur Treibhausgasminderung beitragen. Im Bereich der Güterverkehre ist die Elektrifizierung wichtig für die weitreichende Absenkung der Emissionen. Hierzu bestehen, wie oben dargelegt, verschiedene

Antriebsoptionen für den Lkw oder die Möglichkeit der Verlagerung auf die Schiene. In Tabelle 17 sind die Annahmen dargestellt, die zur Einschätzung der möglichen Verlagerung im Verkehrssektor zugrunde gelegt wurden. Diese stützen sich einerseits auf die Szenarioanalysen zum NECP (Prognos 2020) sowie auf eigene Berechnungen unter Berücksichtigung verschiedener Studien und Szenarien (Lobig et al., 2016; Agora Verkehrswende, 2018; BDI, 2018; Winkler et al., 2016; Seum et al., 2019).Die Elektrifizierung im Verkehr entlastet die THG-Bilanz des Sektors Verkehr vollständig, da – neben verminderten THG-Emissionen – diese dem Sektor Energie zugeordnet werden. Wegen der Mengenbeschränkung im Emissionshandel fallen damit jedoch keine zusätzlichen Emissionen an.

Abbildung 33: Potenzial von CO_2-Einsparungen im Verkehr bis 2030



Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von BMWi (2020), Prognos (2020), Seum et al. (2019)

335. Die Referenzangaben basieren auf dem NECP für 2015. Alle weiteren Zahlen beziehen sich auf 2030. Der Anstieg der Verkehrsleistung wurde auf Grundlage der Zuwächse, wie sie im NECP angegeben sind, errechnet. „Energieeffizienz“ berücksichtigt technologischen Fortschritt, Effizienz durch Digitalisierung sowie einen Trend zu kleineren Pkw und Motoren. Bei der Verlagerung wurde insbesondere im Personenverkehr eine Attraktivitätssteigerung des öffentlichen Nahverkehrs (ÖPNV) und Schienenpersonenverkehrs (SPV) durch Investitionen, Beschleunigung und Preisvorteilen gegenüber dem Pkw angenommen. Im Bereich der Technologien sind ca. 6,3 Mio. Pkw mit je hälftig PHEV und BEV Antrieb berücksichtigt. Bei den zusätzlichen „17 % Lkw-tkm elektrisch“ wird angenommen, dass entsprechende Transportleistungen durch elektrische Antriebe erfolgen, sei es durch elektrifizierte Lkw oder Verlagerung auf die elektrifizierte Schiene. Im letzten Punkt wurden gegenüber den

6,3 Mio. E-Pkw weitere 4 Mio. E-Pkw im Bestand in 2030 angenommen. Dies entspräche ca. 10 Mio. E-Pkw in 2030. Nach Aufsummierung aller Reduktionen verbleibt weiterhin eine Lücke zu den Klimaschutzzielen.

Tabelle 20: Vergleich der in der Expertenkommission getroffenen Annahmen (EWK) für 2030 mit den Annahmen des Klimaschutzszenarios des NECP (Basis 2015, Referenz 2030 und NECP KSP 2030)

	Einheit	Basis 2015	Referenz 2030	NECP KSP 2030 ggü Ref 2030 / ggü 2015	EWK 2030 ggü Ref 2030 / ggü 2015
Verkehrsleistung					
PV	Mrd. pkm	1117	1176	-1,4% / + 4%	-3% bis -5% / +/-
Pkw	Mrd. pkm	946	989	-3,2% / + 1,2%	-5% bis -10% / -6%
Schiene PV	Mrd. pkm	106	123	+6,5% / +23%	+20% / +40%
GV	Mrd. tkm	638	832	-2,3% / +27%	+/- / +30%
Lkw GV	Mrd. tkm	466	596	-6,5% / +12%	-8% / +10%
Schienen GV	Mrd. tkm	117	161	+12% / +55%	+30% / +80%
Fahrzeuge					
Pkw	Mio. Pkw	44	47	46	-5% bis -10% / +/-
davon E-Pkw	Mio. Pkw	0	4	7,1	10
davon BEV	Mio. Pkw	0	3	5,4	5,4
davon PHEV	Mio. Pkw	0	1	1,7	4,6
SNF	Tsd. Lkw	711	677	677	+ / -
davon OL-Lkw	Tsd. Lkw	0	0	59	Testfelder ohne Technologiefestlegung
davon BEV-Lkw	Tsd. Lkw	0	0	34	
davon FCEV	Tsd. Lkw	0	0	11	
elektrischer Fahranteil SNF	%	0	0	30%	10% (=> +8% SGV)
Energiebedarf fossil	PJ	597	558	554	525
Energiebedarf Strom	PJ	11	30	48	50
Energiebedarf Wasserstoff	PJ	0	2	4	4

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Prognos (2020)

336. Aus diesen zugrunde gelegten Annahmen ergeben sich Potenziale, die über die Szenario-Rechnungen des NECP KSP hinausgehen. Unter diesen, stärker auf Verlagerung setzenden Annahmen wäre eine THG-Minderung in 2030 um -37 % zu erreichen (vgl. Abbildung Z-3 der Zusammenfassung). Hierfür müsste ein höherer Anteil des Personenverkehrs auf die Schiene verlagert und im Bereich des Güterverkehrs ebenfalls im Trend mehr Straßengüterverkehr auf die Schiene verlagert werden. Diese Verlagerungen zielen langfristig auf eine Verdopplung des Schienenpersonenverkehrs und eine Verdreifachung des Schienengüterverkehrs gegenüber 2015. Aufgrund der zu erwartenden Umsetzungsdauer von notwendigen Infrastrukturmaßnahmen und begleitenden Regelwerken ist bis 2030 nur eine Teilmenge der möglichen Verlagerung erreichbar. Die Elektrifizierung bzw. alternative Antriebe beim Lkw würden gegenüber dem NECP weniger weit vorankommen, da hier die Einschätzung vorliegt, dass weder die Technologien noch die wettbewerblichen Rahmenbedingungen bis 2030 in solcher Weise vorliegen, dass 30 % der Straßengüterverkehre auf der Straße elektrifiziert oder mit erneuerbaren Kraftstoffen betrieben werden. In der Summe liegt der elektrische Energiebedarf gegenüber dem NECP im Personenverkehr höher, wohingegen er wegen der höheren Effizienz der Bahn im Güterverkehr niedriger liegt. Der resultierende Strombedarf für den Verkehrssektor nach dieser Rechnung läge in 2030 bei etwa 50 TWh/a. Die Treibhausgasreduktionen könnten gegenüber dem Klimaschutzszenario des NECP um ca. 21 Mio. t CO_2 abgesenkt werden. Nichtsdestotrotz bliebe eine Lücke zu dem 95 Mio.-Tonnen-Ziel in Höhe von ca. 9 Mio. t.

9.6 Schlussfolgerungen in Bezug auf den NECP und Handlungsempfehlungen

Elektromobilität

337. Im Rahmen des europäischen Green Deal ist eine Verschärfung der Klimaziele (von -55 % bis 2030 auf -65 %) vorgesehen. Ob bzw. wie diese Reduktionsziele auf die Emittenten des Effort-Sharing-Bereichs und insbesondere den Verkehrssektor übersetzt werden, ist bisher nicht bekannt. Im Rahmen des Green New Deal sind verschiedene Maßnahmen im Verkehrssektor benannt, u. a. „die Verlagerung eines wesentlichen Anteils des Straßengüterverkehrs auf Schiene und Binnenwasserstraßen“ (EU Kommission, 2019). Es ist davon auszugehen, dass im Sektor Verkehr bis 2030 in Deutschland kaum weitere, über das Klimaschutzprogramm der Bundesregierung hinausreichende Maßnahmen realistisch umsetzbar sind. Vielmehr bedarf es noch einiger Anstrengungen, um die Zielmarke von 95-98 t CO_2 durch die im NECP verankerten Maßnahmen zu erreichen. Im Folgenden werden die einzelnen, weiter oben nicht ausdrücklich gewürdigten Aspekte aus den NECP zum Thema Verkehr betrachtet und eine Einschätzung abgegeben. Dazu wurden die im NECP genannten, auf den Verkehr bezogenen Maßnahmen gruppiert und die jeweilige Maßnahmengruppe kommentiert. Die Maßnahmen, die der NECP im Einzelnen vorsieht, lassen sich letztlich als Maßnahmenbündel verstehen, die auf die folgenden Bereiche abzielen: Alternative Antriebe, insbesondere Elektromobilität, und Kraftstoffe; Alternative Antriebe im Güterverkehr; Verkehr beeinflussen; Förderung alternativer Kraftstoffe; Stärkung der Verkehrsmittel des Umweltverbundes; Stärkung und Modernisierung des Güterverkehrs auf der Schiene und der Wasserstraße. Nachfolgend werden die Einschätzungen und Empfehlungen der Expertinnen und Experten bezüglich der NECP-Maßnahmen gruppiert entlang der genannten Bereiche dargestellt.

338. Aus den derzeit festgelegten Zertifikatspreisen im Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) erwächst kein ausreichender Impuls zur Bevorzugung von Elektrofahrzeugen gegenüber herkömmlichen Verbrennerfahrzeugen, vor allem im Pkw-Bereich. Im Rahmen der Änderung des BEHG im Oktober 2020 wurde der Kritik einer fehlenden Lenkungswirkung durch zu niedrig angesetzte Zertifikatspreise begegnet. Der Einstiegspreis in 2021 wurde auf 25 Euro/t angehoben. Steck et al. (2019) haben die durchschnittlichen Kostenbelastungen vor dem Hintergrund des Mobilitätsverhaltens unterschiedlicher Bevölkerungsgruppen und der Wirkungen höherer Kraftstoffpreise errechnet. Die Berechnungen zeigen eine durchschnittliche jährliche Zusatzbelastung zwischen 37,50 Euro in 2021 (Zertifikatspreis in 2021 – 25 Euro) und 82,50 Euro in 2025 (Zertifikatspreis in 2025 – 55 Euro). Die gesamten verkehrsspezifischen Ausgaben beliefen sich im Mittel auf 2.080 Euro pro Person in 2017 (Destatis, 2018). Die zusätzliche Belastung durch das BEHG liegt demnach in 2021 bei etwa +1,8 % und in 2025 bei +3,9 %. Zusätzlich wirkt dem steigenden CO_2-Preis eine real sinkende Energiesteuer entgegen[81], die sich vermindernd auf die realen Treibstoffkosten auswirkt. Die Erhöhung der Pendlerpauschale um 5 ct ab dem 21sten Kilometer überkompensiert die CO_2-Abgaben und kehrt das Preissignal für viele Pendler um. Alternativ oder ergänzend zum BEHG wäre die Einführung einer nutzungs- und CO_2-abhängigen Bepreisung der Infrastruktur zielführend; entsprechende Konzepte müssten zügig erarbeitet und europäisch abgestimmt werden.

339. Am 23. März 2020 hat das Bundeskabinett den Entwurf des Wohnungseigentumsmodernisierungsgesetzes (WEMog) zur Errichtung von Lademöglichkeiten für E-Fahrzeuge in Miet- und Wohnungseigentums-Objekten beschlossen. Diese Novelle ist eine wichtige Voraussetzung, um das Laden zuhause und das Laden am Arbeitsplatz breiteren Bevölkerungsgruppen zugänglich zu machen. Der Entwurf (Bundesrat 168/20) liegt zum Zeitpunkt der Erstellung der vorliegenden Stellungnahme beim Bundesrat zur Beschlussfassung. Zusätzlich sehen die Experten hier eine begleitende Förderung von Pilotprojekten als wünschenswert an.

[81] Die Energiesteuer für Kraftstoffe wurde in 2003 auf absolute Werte festgelegt (65,45 €c/l für Benzin und 47,04 €c/l Diesel). Seitdem fand kein Inflationsausgleich statt. Die Energiesteuer ist durch die Inflation seit 2003 real um etwa 20 % gesunken (Holz-Rau, 2019)

Die Förderung der Beschaffung von Fahrzeugen mit alternativen Antrieben im Fuhrpark der Bundesregierung ist zu begrüßen, da sie eine Visibilität erzeugt, auch wenn die Anzahl der Fahrzeuge nicht signifikant ist (ca. 20.000 bei Bundesministerien). Die Förderung sollte zusätzlich Nutzfahrzeuge – Lkw und Busse – umfassen.

340. Die steuerlichen Fördermöglichkeiten zur Elektromobilität sind grundsätzlich zu begrüßen. Um die Potenziale von PHEV zur THG-Reduzierung deutlich stärker zu nutzen, als dies derzeit geschieht, sollte ein elektrischer Mindestfahranteil von 50 % als Voraussetzung für die vollumfängliche Förderung von PHEV festgelegt werden. Die Möglichkeit zur Messung des elektrischen Fahranteils bietet das Onboard-fuel-consumption-monitoring (OBFCM), das ab 2021 für alle neu zugelassenen Fahrzeuge verpflichtend ist.

341. Einen wichtigen Beitrag zum Markthochlauf der Elektromobilität werden Aufbau und Förderung von inländischer Batteriezellenfertigung leisten. Neben der Wertschöpfung schafft dies auch die Möglichkeit, die Batteriezellenherstellung mit Strom aus erneuerbaren Quellen nahezu klimaneutral zu gestalten. In Zukunft sollten Lebenszyklus-Analysen stärker in den wissenschaftlichen Fokus genommen werden. Hierbei ist auch auf andere ökologische Wirkfaktoren, neben dem Klimaschutz, zu achten.

Alternative Antriebe im Güterverkehr

342. Die flächendeckende Verfügbarkeit von synthetischen Kraftstoffen und grünem Wasserstoff für den Verkehr sind kurzfristig nicht absehbar. Daher kann in einer möglichst kurz zu haltenden Übergangsphase auch nichtgrüner Wasserstoff eingesetzt werden. Ähnlich wie bei batterieelektrischen Fahrzeugen, die derzeit nicht mit reinem EE-Strom unterwegs sind, sollte hier pragmatisch vorgegangen werden: Schritt 1 – Einführung der Technologie, Schritt 2 – Verbesserung der Klimabilanz des Kraftstoffs und der Technologie.

343. Für die Lkw im Fernverkehr hält die Expertenkommission die getroffenen Maßnahmen und Ziele von 30 % elektrischer Fahrleistung für sehr ambitioniert. Einerseits ist die Marktreife von elektrischen und anderen alternativen Antrieben für Fahrzeuge im Fernverkehr noch nicht erreicht. Andererseits operieren die Akteure der Güterfernverkehre in einem kompetitiven Marktumfeld und müssen sich kostenseitig an einer Leistungserbringung mittels Diesel-betriebener Lkw messen. Early Mover-Entscheidungen ohne staatliche Unterstützung werden hier nicht stattfinden oder sehr konservativ ausfallen. Der große Wettbewerbsdruck auf Akteure des Marktes kann zu ungewünschten Nebeneffekten sowohl ökologisch als auch ökonomisch führen. Heute werden fast 50 % der Fahrleistung von Lkw auf Autobahnen von gebietsfremden Lkw erbracht. Nationale Regelungen können dazu führen, dass zusätzliche Fernverkehre durch gebietsfremde Lkw übernommen und damit Umweltauflagen umgangen werden. Aus diesem Grund muss frühzeitig darauf hingearbeitet werden, dass sich die Erbringung von CO_2-armer Fahrleistung auch auf die nicht in Deutschland zugelassenen Lkw bezieht. In der Konsequenz müssen Maßnahmen und Infrastrukturentwicklungen im Güterverkehrsbereich europaweit gedacht werden. Dies gilt sowohl für die technische Umsetzung als auch für die Nutzen-Kosten Betrachtungen.

344. Für den Lkw-Güterverkehrsbereich hat die Bundesregierung im November 2020 das „Gesamtkonzept Klimafreundliche Nutzfahrzeuge“ veröffentlicht, das auf den Schwerlastverkehr abzielt und von einer Zielerreichung mittels Technologiemix ausgeht. In den kommenden vier Jahren sollen dazu Technologie-offene Forschung und Tests gefördert werden (H_2, synthetische Kraftstoffe, Nutzung von erneuerbarem Methan, Oberleitungs-Lkw). Die durch entsprechende Anpassungen im EU-Recht nunmehr geschaffene Möglichkeit, die Lkw-Maut künftig CO_2-abhängig zu gestalten, sollte mit Nachdruck vorangetrieben werden. Dies würde die Voraussetzung schaffen, dass beim Umsetzen von Klimaschutzmaßnahmen unerwünschte Nebeneffekte minimiert werden. Eine CO_2-abhängige Nutzungsbepreisung ist höheren Zertifikatpreisen im (nationalen) Brennstoffhandelsgesetz vorzuziehen, da sich grenzüberschreitend operierende Lkw dem nicht entziehen könnten.

Verkehr beeinflussen

345. Digitale Technologien und die Automatisierung im Verkehr bringen sowohl Potenziale der CO_2-Minderung als auch Risiken der Steigerung von Verkehren und CO_2-Emissionen mit sich. Jede Maßnahme zur effizienteren Nutzung des Straßenraums (Verkehrsfluss, Parken) würde – ohne flankierende und lenkende Maßnahmen – zu einer Steigerung der Attraktivität des MIV und damit seiner Nutzung führen. Auch die Automatisierung des Verkehrs resultiert in einer Attraktivitätssteigerung des MIV, sofern automatisierte Fahrzeuge nicht in nachhaltige Mobilitätskonzepte eingebunden sind. Die Expertenkommission empfiehlt, mit Prozessen der Bürgerbeteiligung klare Ziel- und Maßnahmenformulierungen (z. B. „lebenswerte Stadt“) zu erarbeiten, um eine positive Entwicklung zu gestalten. Die Transformation des Verkehrs durch Automatisierung sollte unbedingt auch sozialwissenschaftlich begleitet werden. Gleiches gilt für die Wirkung von Sharing- und Pooling-Angeboten. Beispiele aus den USA zeigen, dass solche Angebote durchaus das Potenzial haben, den ÖPNV zu kannibalisieren.

346. Ein erhebliches Potenzial zur Verkehrsoptimierung und -vermeidung verbindet sich mit dem generellen und flächendeckenden Ausbau digitaler Infrastrukturen. Digitale Technologien sollten entwickelt und genutzt werden, um den öffentlichen Verkehr zu stärken und auch, um ihn resilient zu machen. Darüber hinaus sollten neue Arbeitsformen wie Homeoffice, aber auch neue Formate wie Satelliten-Büros und Shared-Office-Spaces im Hinblick auf ihr Potenzial zur Verkehrsreduzierung untersucht werden. Angesichts der Erfahrungen der Vergangenheit, wonach Homeoffice insgesamt keine verkehrsreduzierenden Effekte erzeugt hat, sollten vor allem zeitliche und räumliche Verkehrsverlagerungen untersucht werden, ebenso wie die Ausgestaltung von Rahmenbedingungen zur besseren Nutzung der grundsätzlich vorhandenen Potenziale.

347. Die spezifischen Maßnahmen im urbanen Raum, wie das Sofortprogramm saubere Luft, sind grundsätzlich zu begrüßen. Die Expertenkommission empfiehlt jedoch bei allen Maßnahmen im urbanen Kontext, weder saubere Luft noch den Klimaschutz als einzige Kriterien für Förderprogramme heranzuziehen. Insbesondere im urbanen Raum sind Lärm, Platzbedarf, Sicherheit und Lebensqualität weitere wichtige Kriterien. Entsprechende Programme sollten von daher immer mit einer verkehrlichen und sozialwissenschaftlichen Begleitforschung flankiert und im Dialog mit den Bürgern umgesetzt werden.

Förderung alternativer Kraftstoffe

348. Sowohl Wasserstoff und Brennstoffzellen als auch synthetische Kraftstoffe benötigen zum Teil noch weitere Entwicklungsfortschritte, um bei ihrer Anwendung im Verkehr sowohl ökonomisch sinnvoll als auch nachhaltig zu sein. Weitere Forschung und die Begleitung durch die Expertinnen und Experten des Nationalen Wasserstoffrates sind zu begrüßen.

349. In Bezug auf importierten Wasserstoff und synthetische Kraftstoffe ist es ebenfalls wichtig, die Rahmenbedingungen für den Import, ähnlich wie für Biokraftstoffe, zu definieren. Hier sollte auf der Grundlage einer verbindlichen Zertifizierung sichergestellt werden, dass die Kraftstoffe ausschließlich aus erneuerbaren Energien hergestellt und auch andere Nachhaltigkeitskriterien, wie die Wasserversorgung und die Versorgung mit erneuerbaren Energien in den Erzeugerländern, nicht negativ beeinflusst werden.

350. Die Bestrebungen, sowohl Biokraftstoffe als auch Wasserstoff und synthetische Kraftstoffe verstärkt auf Basis von Abfall- und Reststoffen herzustellen, ist zu begrüßen, da eine Ausweitung von Anbauflächen in Deutschland und Europa für Energiepflanzen, insbesondere aus ökologischen und moralischen Gründen, problematisch wäre. Insgesamt sind die heimischen Rohstoffpotenziale für biomassebasierte Kraftstoffe sehr begrenzt, so dass Importe eine Rolle spielen. Die Einhaltung ganzheitlicher Nachhaltigkeitskriterien, die konsequente Umsetzung und aufmerksame Begleitung der RED II Verordnung sind zwingend notwendig.

Stärkung der Verkehrsmittel des Umweltverbundes

351. Alternative Antriebe im ÖPNV sind derzeit bei Bussen und im regionalen Schienenverkehr zu finden. Die Projekte zur Einführung von batterie-elektrischen-Bussen (und teilweise hybrid-elektrischen Bussen) sind vielversprechend und tragen insbesondere zur Verbesserung der lokalen Luftqualität bei: Zum 1. Januar 2020 fuhren 385 der 81.364 Fahrzeuge umfassenden Bus-Bestandsflotte (alle in Deutschland zugelassenen Busse) rein elektrisch, 1.008 Fahrzeuge waren Hybrid-Busse – dabei verzeichneten beide Antriebsformen ein deutliches absolutes Wachstum, wenngleich der Anteil an der Gesamtflotte noch niedrig ist (KBA, 2020a). Im Zuge der Umstellung der Busflotten auf alternative Antriebe sollten auch Trolley-Bus-Systeme (Busse mit Oberleitungen oder auch Oberleitungen plus Batterie) weiterhin Berücksichtigung finden. Bei der Förderung im Rahmen des Sofortprogramms Saubere Luft ist die Begrenzung auf die Teilförderung von Zusatzkosten der Busse kritisch zu sehen. Diese Begrenzung verhindert den Umstieg auf attraktive und saubere Fahrzeuge in Kommunen mit angespannter Haushaltslage. Hier sollten Möglichkeiten geschaffen werden, um den sauberen Bus im ÖPNV für alle Städte und Kreise zugänglich zu machen.

352. Darüber hinaus sollten die Ziele der EU Direktive 2019/1161, bei Bussen des ÖPNV bis 2025 einen Anteil von mindestens 45 % und zwischen 2026 bis 2030 einen Anteil von 65 % „sauberer“ Fahrzeuge bei öffentlichen Vergaben zu erreichen (EU Parlament, 2019a), verfolgt werden. Busse im öffentlichen Nahverkehr, Überlandbusse und regionale Züge sind zudem prädestiniert für Anwendungen und Testfelder für Wasserstoff und Brennstoffzellen, auch wenn sich aktuell nicht abschätzen lässt, wie sich in Zukunft Busse mit Brennstoffzelle platzieren und ob sich Busse mit Brennstoffzelle, Oberleitung oder rein batterieelektrische Busse durchsetzen werden.

353. Der Schienenpersonenverkehr (SPV) wird auch in Zukunft die energieeffizienteste und CO_2-ärmste Art des Reisens sein. Die Förderung des SPV ist grundsätzlich zu begrüßen und hat mittelfristig das Potenzial einer Steigerung von rund 30 %. Langfristig und bei entsprechendem Ausbau kann dieses noch vergrößert werden. Die Steigerung der Verkehrsleistung im SPV ist jedoch nur dann als Verlagerung vom MIV zu realisieren, wenn parallel auch der MIV verteuert und in der Nutzung beschränkt wird. Ein deutlich ausgebautes und verdichtetes Schienennetz als Kernelement CO_2-armer Fernverkehre sollte zudem durch neue Mobilitätsangebote an den Knoten, wie Bike- und Car-Sharing sowie Pooling, unterstützt werden. Zusätzliche flankierende Maßnahmen in Städten und Gemeinden können einen Modal-Wechsel fördern.

354. Die Verlagerungspotenziale vom MIV auf den Nahverkehr lassen sich nur durch Kombinationen von Push & Pull Maßnahmen, z. B. Förderung ÖPNV bei gleichzeitiger Parkraumverknappung und -verteuerung, realisieren. Zu berücksichtigen ist auch, dass die mit der Verlagerung verbundenen Ziele nicht ausschließlich die THG-Reduzierung adressieren, sondern auch – aus städtischer Sicht – wesentliche Aspekte wie Nutzung des Straßenraumes, Lärm oder Sicherheit. Gleiches gilt für die Förderung von Fahrradverkehren. Ihr hauptsächlicher Einfluss betrifft Aspekte des urbanen Verkehrs, wogegen der Beitrag zur CO_2-Minderung angesichts geringer Anteile an der gesamten Verkehrsleistung eher schwach ausfällt. Im Kontext der Corona-Pandemie hat sich allerdings gezeigt, dass das Fahrrad ein wichtiges Individualverkehrsmittel in Zeiten erhöhter Ansteckungsgefahr darstellen kann.

Stärkung und Modernisierung des Güterverkehrs auf der Schiene und der Wasserstraße

355. Die Expertenkommission empfiehlt, für den Güterverkehr den Masterplan Schienenverkehr mit Nachdruck umzusetzen und darüber hinaus eine Strategie zu verfolgen, die die europäische Dimension im Hinblick auf die Marktbedingungen der Logistikbranche und der Güterverkehre noch stärker berücksichtigt. Die Verlagerungspotenziale im Schienengüterverkehr (SGV) sind aufgrund von Wettbewerbsbedingungen und

Konkurrenzvorteilen des Straßengüterverkehrs nur schwer durchsetzbar. Kosten- und Zeit-Verbesserungen können eine Verlagerung von traditionell Schienen-affinen Gütern ermöglichen. Weitere Verlagerungsoptionen müssen über den kombinierten Verkehr erfolgen und dabei deutlich stärker den Anforderungen an effiziente und schnelle Logistikprozesse genügen. Ein attraktiver Schienengüterverkehr muss Funktionen wie Transport, Pufferung, Lagerung und Kommissionierung flexibel bedienen können. Die Expertenkommission empfiehlt, hierfür Prototypen in Feldtests zu entwickeln und zu testen.

9.7 Einschätzung der möglichen Verkehrsentwicklung sowie des Zusammenhangs mit kritischen Rahmenbedingungen

356. Mittel- und längerfristige Einflüsse der Corona-Pandemie auf das Verkehrsaufkommen und die Verkehrsleistung lassen sich derzeit nur sehr schwer abschätzen. Wesentliche Effekte, die im Verlauf der Pandemie erkennbar geworden sind, umfassen

- die vermehrte Nutzung von Individualverkehrsmitteln, insbesondere Pkw (DLR, 2020)
- die vermehrte Nutzung von Online-Shopping und damit Zunahme der Lieferverkehre (DLR, 2020)
- die Zunahme von Homeoffice ohne sichtbare Reduzierung des individuellen Verkehrsaufwandes (Molloy et al., 2020)

Wichtige Gründe für diese Veränderungen waren Befürchtungen und Ängste vor einer möglichen Ansteckung im öffentlichen Verkehr und das Meiden von Orten – wie Ladengeschäften –, in denen zwangsläufig Kontakt zu anderen Personen erfolgte.

357. Die Beobachtung, dass Homeoffice keine Reduzierung der Kilometerleistung von erwerbstätigen Personen mit sich bringt, entspricht den Ergebnissen früherer Untersuchungen aus Vor-Corona-Zeiten. Nicht auszuschließen ist allerdings eine Dämpfung der Peak-Zeiten. Hierzu liegen bislang aber keine Erkenntnisse vor. Durch die aktuelle Verschiebung des Modal Split in Richtung Individualverkehr findet überdies eine Überlagerung zwischen Veränderungen im zeitlichen und räumlichen Verkehrsaufwand einerseits und der Verkehrsmittelwahl (Modal Split) andererseits statt.

358. Die im NECP genannten Maßnahmen bleiben grundsätzlich relevant und werden durch die Corona-Pandemie nicht infrage gestellt.

Anhang - Tabellen

Tabelle 21: Rahmenbedingungen der betrachteten Szenarien mit Fokus auf den Verkehrssektor

Szenario	Beschreibung
dena (2018): Leitstudie Integrierte Energiewende	
Referenz	• Progressive Fortschreibung vergangener und aktueller Politik- und Technologieentwicklung • Effizienzgewinne bei allen Fahrzeugen • Konventionelle Antriebe machen langfristig den Großteil der Pkw-Flotte aus • Im Güterverkehr sind Diesel-Lkw die vorherrschende Antriebsart
Elektrifizierungsszenario EL80	• Weitgehende Elektrifizierung aller Sektoren • Stark ansteigender Anteil an E-Fahrzeugen im Pkw sowie im Straßengüterverkehr • Der Endenergiebedarf sinkt, bei steigender Bedeutung des Energieträgers Strom.
Technologiemixszenario TM80	• Breite Variation der eingesetzten Technologien und Energieträger • E-Fahrzeuge und Brennstoffzellenfahrzeuge dominieren Pkw-Markt • CNG- / LNG- H_2-Antriebe gewinnen deutliche Anteile im Straßengüterverkehr
Agora Verkehrswende (2018): Klimaschutz im Verkehr	
Referenzszenario	• Baut auf dem *Mit-Maßnahmen-Szenario* des Projektionsberichts der Bundesregierung auf • aktualisiert Modellparameter und Annahmen
Standards & Effizienz	• Ambitionierte Effizienzstandards bei Pkw, LNF und Lkw • Zusätzliche nationale Maßnahmen wie Ausbau der Ladeinfrastruktur und ein Bonus-Malus-System auf Fahrzeugebene • Angleichung des Diesel-Steuersatzes an Benzin und Erhöhung der Energiesteuer sowie Anpassung der Dienstwagensteuer und der Lkw-Maut • Förderung des Radverkehrs und des ÖVs
Nutzerkosten & Verkehrsnachfrage	• Erreichung der Klimaziele möglichst durch Änderung der Verkehrsnachfrage • Geringe Effizienzentwicklung bei Pkw, LNF und Lkw • Anpassung der Dienstwagensteuer und Lkw-Maut, streckenabhängige Pkw-Maut, Tempolimit auf Autobahnen • Erhöhung der Kapazitäten des Schienengüterverkehrs • Förderung des Radverkehrs und des öffentlichen Verkehrs
Kraftstoffe	• CO_2-Reduktion hauptsächlich durch alternative Kraftstoffe

	• Geringe Effizienzentwicklung bei Pkw, LNF und Lkw • Verkehrsverlagerung durch den Preisanstieg von energieintensiven Verkehrsträgern • Szenario stellt theoretische Betrachtung dar ohne Aussage darüber, ob alternative Kraftstoffe im angegebenen Umfang verfügbar sein werden.
BDI (2018): Klimapfade für Deutschland	
Referenzszenario	• Fortschreibung aktueller und als sicher geltender technischer Maßnahmen (für Deutschland und international) • Preisanstieg für fossile Kraftstoffe
Globaler Klimaschutz	• Klimainstrumente werden international koordiniert und Staaten verpflichten sich zu 2°-Ziel • Steigende CO_2-Preise (Teilnahme des Verkehrs am Zertifikatehandel)
Nationale Alleingänge	• Nur einzelne Staaten verfolgen weiter ambitionierte Klimaziele • Preisanstieg für fossile Kraftstoffe
Prognos (2020): Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050	
Referenzszenario	• Die aktuelle Entwicklung wird fortgeschrieben unter Berücksichtigung von implementierten und beschlossenen politischen Maßnahmen bis Ende 2017.
Klimaschutzprogramm 2030	• Rahmenbedingungen wie im Referenzszenario • Zusätzlich werden Maßnahmen aus dem Klimaschutzprogramm 2030 und nach 2018 eingeführte Maßnahmen berücksichtigt. • Maßnahmen u. a. CO_2-Bepreisung im Verkehr, Aufbau von Ladeinfrastruktur und Oberleitungen, Spreizung der Kfz-Steuer und der Lkw-Maut, Förderung des Radverkehrs und des ÖV
DLR Verkehrsentwicklung und Umwelt Szenarien	
Referenzszenario	• Fortschreibung von Trends (Basisjahr 2010) und Umsetzung moderater und gemischter Politikmaßnahmen.
Geregelter Ruck Szenario	• Gezielte Förderung nachhaltiger Technologien durch Preismechanismen und ordnungspolitische Maßnahmen. • Elektrifizierung des Güter-Fernverkehrs durch Oberleitungs-Lkw • Förderung des Umweltverbundes durch Infrastrukturmaßnahmen (Beschleunigung) und Preismechanismen (Treibstoffbesteuerung, Ticketpreise) • Einschränkungen, insbesondere in Städten, des motorisierten Individualverkehrs. • Verschärfung von Flottengrenzwerten CO_2 auf europäischer Ebene

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Agora Verkehrswende (2018), BDI (2018), dena (2018), Prognos (2020)

Tabelle 22: Pkw-Bestand heute und in den Szenarien zum Klimaschutz für 2030 in Mio. Fahrzeuge

	Pkw Bestand in Mio.					
	2020	2030				
	KBA	Dena 2018	Agora Verkehrswende 2018	BDI 2018	Prognos 2020	DLR VEU 2018
BEV	0,14	5,6 – 13,3	1,8 – 4,3	4	5,4	2,1
PHEV	0,10	11 – 16,4	1,8 – 4,3	2	1,7	4,2
Gesamt	48	45	40-44	46	46	38

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Agora Verkehrswende (2018), BDI (2018), dena (2018), KBA (2020a), Prognos (2020), Seum et al. (2019)

Tabelle 23: Endenergiebedarf des Verkehrs im Jahr 2030 nach den Szenarien mit Klimaschutzorientierung

	Endenergiebedarf im Verkehr in TWh/a					
	AG Energiebilanzen	Klimaschutz orientierte Szenarien 2030				
	2019	dena 2018	Agora Verkehrswende 2018	BDI 2018	Prognos 2020	DLR VEU 2018
Kerosin	-	98-105	-	-	-	40
Diesel	-	197-151	-	-	-	261
Benzin	-	81-103	-	-	-	179
Gas	1	3-76	-	-	-	-
Wasserstoff	-	27-18	-	-	4	-
Mineralöle/ Fossil	725	-	-	431-489	471	-
Elektrisch	12	87-72	22-49	30	48	45
Biomasse	31	-	-	-	30	-
Gesamt	769	505-553	424-569	507-551	554	544

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von AGEB (2020), Agora Verkehrswende (2018), BDI (2018), dena (2018), Prognos (2020), Seum et al. (2019)

Tabelle 24: Stärken, Schwächen und spezifische Nutzungsbereiche alternativer Antriebe und Kraftstoffe

Antriebe	Vorteile	Nachteile	Spezifischer Nutzungsbereich
BEV (Battery Electric Vehicle): **Antrieb:** Elektromotor **Energiespeicher:** Batteriespeicher **Tanken/Laden:** Ladestation **Kraftstoff:** Strom	• Effiziente Umsetzung von Strom in Bewegung • Bei langen Parkvorgängen kann das Stromnetz unterstützt werden • Rekuperation möglich • sehr günstige Betriebskosten	• (gefühlte) geringe Reichweite • hohe Investitionskosten • Ladeinfrastruktur noch nicht ausreichend vorhanden • Fahrzeuge verhältnismäßig schwer • Ressourcenproblematik	• motorisierter Individualverkehr • Fahrzeuge mit geringer Tagesfahrleistung im Wirtschaftsverkehr • Lkw und Busse mit Oberleitungen
PHEV (Plug-In Hybrid Electric Vehicle): **Antrieb:** Verbrennungs- + Elektromotor **Energiespeicher:** Tank + Batterie **Tanken/Laden:** Tankstelle + Ladestation **Kraftstoff:** konv. Kraftstoff + Strom	• Auf kurzen Wegen rein elektrisch nutzbar • Rekuperation möglich • Kann bis zu 20 % Treibstoff ggü. vergleichbaren Fahrzeugen einsparen	• Weiterhin hoher Energiebedarf und Abhängigkeit von Benzin/Diesel • Fahrzeuge verhältnismäßig schwer • benötigt zwei Arten von Infrastrukturen • wird häufig kaum elektrisch genutzt • verursacht Emissionen (NOx, CO_2)	• Flexible Pkw Nutzungen • Fernverkehrs-Lkw und -Busse abseits von Oberleitungen • Binnenschiffe (je nach Verwendungszweck)
FCEV (Fuel Cell Electric Vehicle): **Antrieb:** Elektromotor **Energiespeicher:** Tank + Batterie **Tanken/Laden:** Tankstelle **Kraftstoff:** Wasserstoff	• Kann mit regenerativ erzeugtem Wasserstoff betrieben werden • Reichweite und Tankzeit vergleichbar mit konventionellen Fahrzeugen • Rekuperation möglich	• Geringere Effizienz als BEV • bisher kaum Fahrzeuge am Markt • Infrastruktur noch nicht ausreichend ausgebaut • Derzeit hohe Kosten	• Fernverkehrs-Lkw und -Busse abseits von Oberleitungen • Schienenverkehr ohne Oberleitungen • Binnenschiffe (je nach Verwendungszweck) • Flugzeuge (Kurz- und Mittelstrecke)
ICE (Internal Combustion Engine[82]): **Antrieb:** Verbrennungsmotor **Energiespeicher:** Tank **Tanken/Laden:** Tankstelle **Kraftstoff:** konventioneller Kraftstoff	• Erprobte Technologie • Kann mit synthetisch hergestellten Kraftstoffen betrieben werden • Infrastruktur vorhanden (Tankstellen, Werkstätten, etc.)	• Schlechte Effizienz und damit ein hoher Endenergieverbrauch • verursacht Emissionen (NOx, CO_2) • Ressourcenproblematik	• Pkw und Lkw • Binnenschiffe (je nach Verwendungszweck) • Flugzeuge

[82] Einschließlich anderer Hybride, wie Mild-Hybrid, Vollhybrid, Range-Extender etc.

Kraftstoffe	Vorteile	Nachteile	Spezifischer Nutzungsbereich
Strom: **Herstellung:** in konventionellen Kraftwerken oder durch erneuerbare Energien **Speicherung:** in großen Mengen nicht möglich	• Hohe Effizienz durch direkte Nutzung • Direkte Kopplung von Energie- und Verkehrssektor • THG- neutraler Betrieb möglich	• Speichern in großen Mengen und über lange Zeiträume nicht möglich • Netze müssen ggf. ausgebaut werden	• Siehe BEV und PHEV • Schienenverkehr • Straßenverkehr mit Oberleitung
Wasserstoff: **Herstellung:** Reformierung von konv. Energieträgern oder Konversion von Biomasse und Wasserelektrolyse mit erneuerbarem Strom **Speicherung:** Druckspeicher, Flüssigspeicher, Metallhydrid, chemische Bindung an Trägermaterial	• Klimaneutral (wenn aus EE-Strom, Biomasse oder mit CCS) • gut speicherbar (auch saisonal) • kann zum Teil mit existierender Infrastruktur genutzt werden (Pipelines, Tankstellen, etc.) • Vorstufe zu synthetischen Kraftstoffen • Rückverstromung möglich	• Bisher hauptsächlich aus fossilen Quellen • Elektrolyseure in industriellem Maßstab noch nicht vorhanden bzw sehr teuer • Geringerer Gesamtwirkungsgrad als Strom • Geringe volumetrische Energiedichte bei Normbedingungen • Nutzungskonkurrenzen	• Fernverkehrs-Lkw und -Busse abseits von Oberleitungen • Binnenschiffe (je nach Verwendungszweck) • Nicht-elektrifizierbarer Schienenverkehr • Flugzeuge (v. a. Kurz- und Mittelstrecke) • Herstellung von synth. Kraftstoffen
Synth. Erdgas (CNG, LNG)**:** **Herstellung:** aus Strom, Wasserstoff und CO_2 **Speicherung:** Druckspeicher oder Flüssigspeicher	• Rückverstromung möglich • Infrastruktur vorhanden (Pipelines, Gasturbinen) • Vergleichsweise geringe Emissionen	• geringe volumetrische Energiedichte (CNG) • Kraftstoff verdampft auch wenn Fahrzeug steht (LNG) • Geringer Wirkungsgrad • Umrüstung der Motoren und des Tanksystems nötig	• Fern- und Schwerlastverkehr • Binnen- und Seeschiffverkehr
Synth. Flüssigkraftstoffe (Benzin, Diesel, Kerosin, Methanol)**:** **Herstellung:** aus Strom, Wasserstoff und CO_2 **Speicherung:** Kraftstofftank	• Hohe volumetrische und gravimetrische Energiedichte, • bisherige Technik kann ohne Umrüstung genutzt werden	• Sehr geringer Gesamtwirkungsgrad • Muss importiert werden	• Luft- und Seeschiffsverkehr • Flugzeuge • Beimischung zu konventionellen Kraftstoffen

Quelle: Eigene Darstellung

10 Energiepreise und Energiekosten

Das Wichtigste in Kürze

Die Energiekostenbelastung ist besser anhand gesamtwirtschaftlich aggregierter Zahlenwerke zu beurteilen als auf Basis sektoraler Energiepreise, daher hat die Expertenkommission die energiewirtschaftliche Gesamtrechnung mit den Einzelelementen für Strom, Wärme und Verkehr entwickelt und nutzt diese zur Einordnung der Energiepreisentwicklungen in den Gesamtkontext. Insgesamt betrachtet lagen die Letztverbraucherausgaben für Elektrizität, Wärmedienstleistungen und im Straßenverkehrsbereich in Summe bei rund 244 Milliarden Euro und damit 7,1 % des Bruttoinlandsprodukts. Die prozentuale Kostenbelastung ist damit seit 2016 relativ stabil. Die Gesamtausgaben entwickeln sich somit tendenziell proportional zum nominalen Bruttoinlandsprodukt (BIP) bzw. sinken sogar eher, weshalb die Bezahlbarkeit der Energie im Sinne der im achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung verwendeten Begrifflichkeit kaum ernsthaft in Zweifel stehen kann.

Die Letztverbraucherausgaben für Elektrizität sind im Jahr 2019 im Vergleich zum Vorjahr um 2,2 % auf 74,9 Milliarden Euro gestiegen. Während die staatlich induzierten Elemente, die zu zwei Dritteln auf die EEG-Umlage entfallen, gesunken sind, waren insgesamt höhere Netzentgelte und Erzeugungskosten zu verzeichnen. Bezogen auf das Bruttoinlandsprodukt ist die relative Kostenbelastung nahezu unverändert zum Vorjahr und liegt mit knapp 2,2 % auf dem Niveau der Jahre 2016 bis 2018. Im Wärmesektor sind die Letztverbraucherausgaben im Jahr 2019 um rund 6 % auf insgesamt rund 92 Milliarden Euro gestiegen (ohne Strom). Rund drei Milliarden Euro sind den höheren Ausgaben für Effizienzmaßnahmen (energetische Gebäudesanierungen, innovative Heizungen) zuzurechnen, rund zwei Milliarden Euro entfallen auf höhere Ausgaben für Energieträger, die nunmehr rund 50 Milliarden Euro betrugen. Der Anstieg der Ausgaben für Energieträger ist dem höheren Verbrauch und insbesondere den gestiegenen Preisen zuzurechnen. Die relative Kostenbelastung bezogen auf das Bruttoinlandsprodukt beläuft sich auf rund 2,7 %. Im Straßenverkehrsbereich sind die Gesamtausgaben im Jahr 2019 um ein halbes Prozent auf rund 77 Milliarden Euro leicht gesunken. Die geringeren Energieträgerpreise haben das rund einprozentige Verbrauchswachstum überkompensiert. Bezogen auf das Bruttoinlandsprodukt beläuft sich die Kostenbelastung auf rund 2,2 %.

Da sich die Situation in der Industrie anders als bei der Summe der Letztverbraucher darstellen kann, wird die Entwicklung der Energiestückkosten gesondert untersucht. Die Energiestückkosten liegen im Jahr 2019 mit 7,6 % in Deutschland weiterhin unter dem Niveau in Europa (8,1 %). Den größten Anteil an den gesamten Energiestückkosten im Jahr 2019 haben die Elektrizitätsstückkosten mit 5,4 % in Deutschland bzw. 5,5 % in der EU27. Die Expertenkommission hat das Konzept der Energiestückkosten weiterentwickelt und illustriert die Zerlegung der Energiestückkosten in Mengen-, Preis- und Wertschöpfungseffekte. Die Analyse für die Periode 2010-2019 offenbart dabei große Unterschiede zwischen Deutschland und Europa bei der Entwicklung der Energiepreise. Bedingt durch deren Anstieg wären ceteris paribus die Energiestückkosten in Deutschland um 21 %, in Europa lediglich um 12 % gestiegen. Besonders auffällig ist der treibende Effekt der Strompreise: ceteris paribus hätten die Strompreise die Energiestückkosten in Deutschland um 24 % erhöht, in Europa lediglich um 9 %. Dies unterstreicht den Vorschlag der Expertenkommission das Energiepreissystem zu reformieren.

Die Expertenkommission nimmt diese Entwicklung zum Anlass, eine Fortschreibung der Stromwirtschaftlichen Gesamtrechnung bis 2030 vorzunehmen, (auftragsgemäß) ohne die Nutzung eines umfassenden energiewirtschaftlichen Simulationsmodells. Obwohl genaue Prognosen so nicht möglich sind, können grundsätzliche Entwicklungen verdeutlicht und beeinflussbare Kostenkomponenten identifiziert werden. Die EEG-Umlage könnte bei den bekannten Ausbauraten und Vergütungssätzen bis 2030 sinken. Es sind vor allem die Netzentgelte, deren Anstieg im Blick behalten werden muss. Aufgrund des Ausbaus der Netzinfrastruktur dürfte ein Anstieg der Netzentgelte zu erwarten sein. Dies gilt sowohl für die Industrie als auch für die privaten Haushalte.

359. Der achte Monitoring-Bericht der Bundesregierung verwendet die Begriffe „Bezahlbarkeit“ und „Wettbewerbsfähigkeit“ als eine Dimension ihrer Energiepolitik bzw. des energiepolitischen Dreiecks. Die Begriffe werden seit Beginn des Monitoring-Prozesses gebraucht und finden sich auch im Energiekonzept 2010. Die Expertenkommission hat sich bereits in ihrer Stellungnahme zum Monitoring-Bericht 2015 für die Wahl einer anderen Begrifflichkeit, der „Preiswürdigkeit“ ausgesprochen. Denn im Grunde ist Energie nur dann nicht mehr „bezahlbar“, wenn es aufgrund zu hoher Preise keine Nachfrage mehr danach gibt. Dies kann also kein gutes Kriterium sein. Der Begriff „Preiswürdigkeit“ ist demgegenüber mehrdimensional und wird nicht allein am Preis bemessen, sondern auch an der Leistung (Preis-Leistungs-Verhältnis) oder alternativ auch an der Qualität.

360. Da die Energiekostenbelastung besser anhand gesamtwirtschaftlich aggregierter Zahlenwerke zu beurteilen ist als auf Basis sektoraler Energiepreise hat die Expertenkommission die energiewirtschaftliche Gesamtrechnung mit den Einzelelementen für Strom, Wärme und Verkehr entwickelt. Sie nutzt diese auch, um die im achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung dargestellten Energiepreisentwicklungen in den Gesamtkontext einzuordnen.

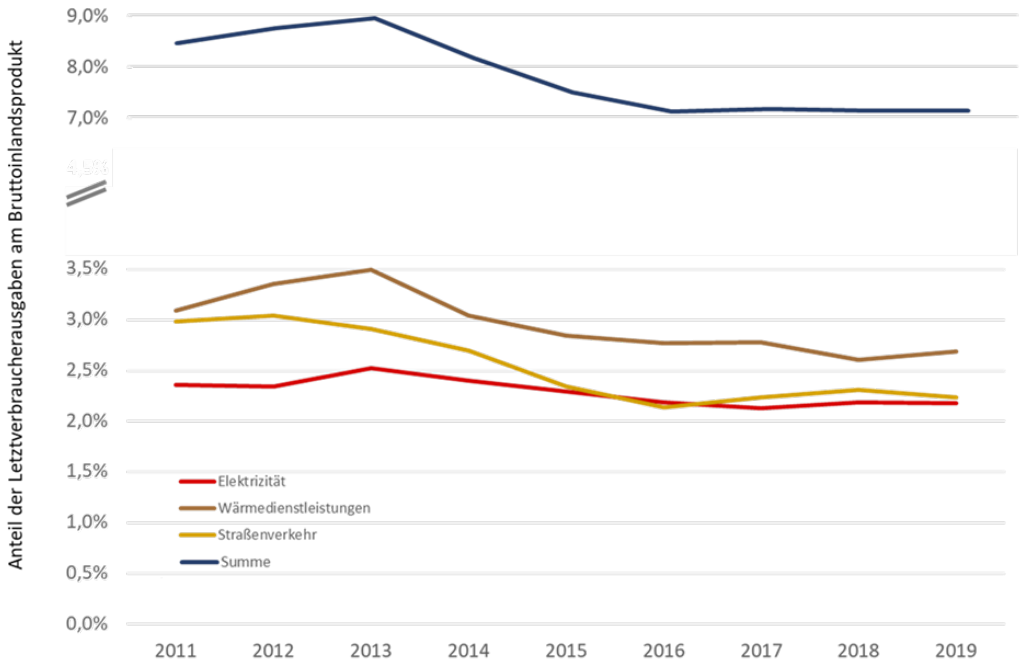
10.1 Anteil der Letztverbraucherausgaben für Energie am Bruttoinlandsprodukt

361. Insgesamt betrachtet lagen die Letztverbraucherausgaben für Elektrizität, Wärmedienstleistungen und im Straßenverkehrsbereich bei rund 244 Milliarden Euro und damit 7,1 % des Bruttoinlandsprodukts. In den vergangenen Jahren lagen die auf das nominale Bruttoinlandsprodukt bezogenen Letztverbraucherausgaben für Energie für die einzelnen Teilbereiche Elektrizität, Wärmedienstleistungen sowie im Straßenverkehr jeweils in der Größenordnung zwischen 2 % und 3,5 % (vgl. Abbildung 34). Dabei lagen die Ausgaben im Wärmebereich stets über den Ausgaben im Elektrizitäts- und Verkehrsbereich.

362. Die anteiligen Ausgaben für Elektrizität am BIP sind im Trend gesunken und belaufen sich seit 2016 auf rund 2,2 % des Bruttoinlandsprodukts. Ausgehend von einem deutlich höheren Niveau um 3 % in den Jahren 2011 und 2012 sind die relativen Ausgaben für Energie im Straßenverkehr bis 2016 deutlich gesunken und lagen zuletzt bei rund 2,2 %. Die auf das BIP bezogenen Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen waren in den vergangenen Jahren im Trend ebenso rückläufig und beliefen sich im Jahr 2019 auf 2,7 %.

363. Insgesamt liegen die Letztverbraucherausgaben für Energie bezogen auf das BIP seit 2016 in einer Größenordnung von 7 % und damit um 1,4 bis 1,9 Prozentpunkte niedriger, als in den Jahren 2011 bis 2013 (Abbildung 34). Da sich die Gesamtausgaben tendenziell proportional zum nominalen Bruttoinlandsprodukt (BIP) entwickeln bzw. sogar eher sinken, kann die Bezahlbarkeit der Energie im Sinne der im achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung verwendeten Begrifflichkeit kaum ernsthaft in Zweifel stehen. Ein Ausblick in die Zukunft ist allerdings mit Unsicherheiten behaftet. Denn einerseits werden im Zuge der Regelungen des Nationalen Brennstoffemissionshandelsgesetzes die Energieträger im Wärme- und Kraftstoffbereich ab 2021 verteuert. Dem gegenüber stehen aber beispielsweise Zuschüsse aus dem Bundeshaushalt auf das EEG-Konto in den Jahren 2021 und 2022. Hier gilt es, die Entwicklung zu beobachten, um nicht intendierte Nebenwirkungen zeitnah zu erkennen und gegensteuern zu können.

Abbildung 34: Entwicklung des Anteils der Letztverbraucherausgaben am nominalen Bruttoinlandsprodukt



Quellen: Eigene Berechnungen, BIP: DESTATIS (2020c)

10.2 Elektrizitätswirtschaftliche Gesamtrechnung

364. Grundlage der Berechnungen der aggregierten Letztverbraucherausgaben für Elektrizität sind die vom Statistischen Bundesamt jährlich ermittelten Gesamterlöse aus dem Absatz von Elektrizität an Letztverbraucher. Diese Erlöse beinhalten neben den Arbeits- sowie Leistungs- und Verrechnungsentgelten auch Netznutzungsentgelte sowie Steuern und Abgaben (Stromsteuern, Konzessionsabgaben, EEG-Umlage etc.), nicht aber die Umsatzsteuer. Ebenfalls nicht enthalten sind die Ausgaben für die Eigenerzeugung von Elektrizität (vgl. hierzu Abbildung 36). Von den vom Statistischen Bundesamt ausgewiesenen Gesamtausgaben wurden die im Subventionsbericht der Bundesregierung angeführten Steuervergünstigungen abgezogen. Die Entwicklung im Zeitverlauf und die detaillierte Zusammensetzung der aggregierten Letztverbraucherausgaben für Elektrizität sind in Tabelle 25 dargestellt. Für 2019 handelt es sich teilweise um vorläufige Werte.

Tabelle 25: Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Elektrizität

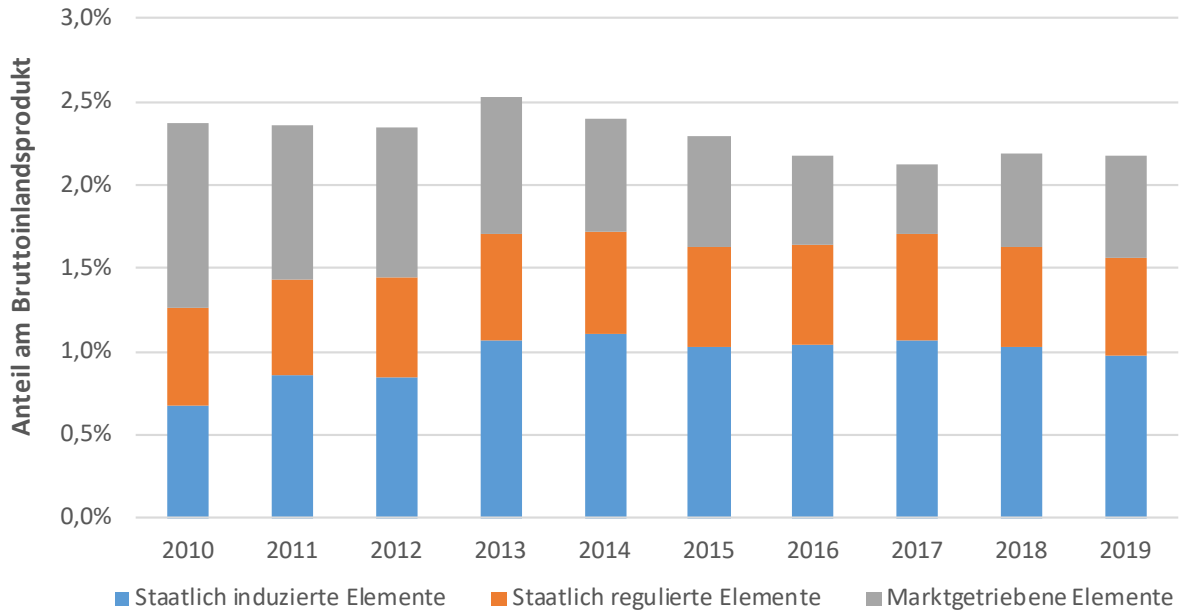
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019*
Stromabsatz	[TWh]	**479**	**467**	**462**	**465**	**447**	**451**	**448**	**445**	**445**	**440**
Gesamtausgaben (1)	[Mrd. Euro]	**60,9**	**63,6**	**64,3**	**71,0**	**70,3**	**69,5**	**68,5**	**69,1**	**73,3**	**74,9**
Staatlich induzierte Elemente		**17,2**	**23,0**	**23,3**	**30,0**	**32,3**	**31,3**	**32,7**	**34,6**	**34,4**	**33,7**
Stromsteuern (2)		6,4	7,2	7,0	7,0	6,6	6,6	6,6	6,9	6,9	6,7
Konzessionsabgaben (3)		2,1	2,2	2,1	2,1	2,0	2,1	2,0	2,0	2,0	2,0
EEG-Differenzkosten (4)		8,3	13,4	14,0	19,8	22,3	22,0	22,7	24,4	24,2	22,5
KWKG (5)		0,4	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	1,3	1,3	1,1	1,0
Umlagen (§17F EnWG, §18 AbLaV) (6)		-	-	-	0,7	0,8	0,0	0,2	0,0	0,2	1,5
Staatlich regulierte Elemente (7)		**15,2**	**15,4**	**16,5**	**18,1**	**17,9**	**18,0**	**18,8**	**20,8**	**19,9**	**20,2**
Netzentgelte Übertragungsnetz		2,2	2,2	2,6	3,0	3,1	3,5	3,8	5,3	5,7	4,9
Netzentgelte Verteilnetz		13,0	13,2	13,9	15,1	14,7	14,5	14,9	15,5	14,2	15,2
Marktgetriebene Elemente		**28,5**	**25,3**	**24,5**	**22,9**	**20,2**	**20,2**	**16,9**	**13,7**	**19,0**	**21,0**
Marktwert EEG-Strom (8)		3,5	4,4	4,8	4,2	4,1	4,7	4,3	5,9	8,0	7,2
Erzeugung und Vertrieb (9)		25,0	20,8	19,7	18,6	16,0	15,4	12,6	7,8	11,0	13,8

* teilweise vorläufig
Quellen:
(1) Stromabsatz und Erlöse der Elektrizitätsversorgungsunternehmen (DESTATIS, 2020a) abzüglich Steuervergünstigungen aus nachträglichen Entlastungsverfahren gemäß 27. Subventionsbericht (BMF, 2019) sowie vorangegangenen Subventionsberichten
(2) Stromsteuerstatistik 2019 (DESTATIS, 2020b) und frühere Ausgaben
(3) Schätzung und Fortschreibung auf Basis der Vorjahresangaben
(4) EEG-Jahresabrechnungen (Netztransparenz, 2020d)
(5) KWKG-Jahresabrechnungen (Netztransparenz, 2020a)
(6) Jahresabrechnungen §§ 17f EnWG (Netztransparenz, 2020b) und § 18 AbLaV (Netztransparenz, 2020c)
(7) Eigene Berechnung und Annahmen auf Basis von persönlichen Mitteilungen der BNetzA zu Erlösobergrenzen und Nettonetzkosten
(8) BMWi, EEG in Zahlen (BMWI, 2020a)
(9) Residuum

365. Trotz eines rückläufigen Stromabsatzes sind die Gesamtausgaben um 2,2 % auf rund 75 Milliarden Euro gestiegen. Im Bereich der staatlich induzierten Elemente war ein weiterer Rückgang auf insgesamt 33,7 Milliarden Euro zu verzeichnen. Dies ist primär dem Rückgang der EEG-Differenzkosten um 1,7 Milliarden Euro zuzurechnen. Die Netzentgelte als staatlich regulierte Elemente sind insgesamt auf gut 20 Milliarden Euro gestiegen; drei Viertel der Netzkosten entfallen auf die Verteilnetzebene. Bezogen auf die Strommengen entfielen in den vergangenen Jahren knapp 30 % des Stromabsatzes auf Haushaltskunden, jedoch rund 40 % bis 45 % der erfassten Letztverbraucherausgaben (DESTATIS, 2020a) .

366. Der Anteil der Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am BIP hat sich auf einem Niveau in der Größenordnung von 2,2 % stabilisiert. Das Gewicht der staatlich induzierten Elemente ist bis 2014 stark gestiegen und bewegt sich seither in einer Größenordnung von rund 45 bis 50 % der Gesamtausgaben (2019: 46 %).

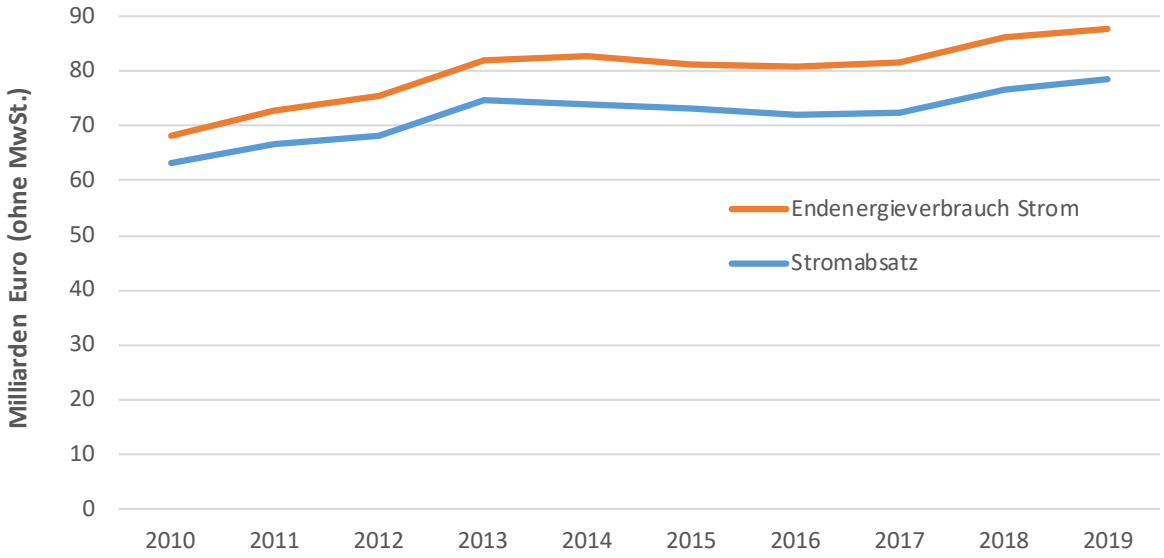
Abbildung 35: Anteile der Ausgabenelemente im Elektrizitätsbereich am Bruttoinlandsprodukt



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Tabelle 25 und BIP gemäß DESTATIS (2020c)

367. Die Statistik „Stromabsatz und Erlöse“ erfasst definitionsgemäß nur die Letztverbraucherabsätze, nicht aber die Eigenerzeugung. Auf diese Problematik hat die Expertenkommission im Kontext der elektrizitätswirtschaftlichen Gesamtrechnung regelmäßig hingewiesen. Damit werden die Letztverbraucherausgaben um den Anteil des eigenerzeugten Stromverbrauchs unterschätzt. Um dieses Problem näherungsweise zu lösen, hat die Expertenkommission vorgeschlagen, die sektoralen Durchschnittserlöse der Statistik „Stromabsatz und Erlöse“ mit den Statistiken der AG Energiebilanzen multiplikativ zu kombinieren. Bei diesem Vorgehen wäre der Gesamtstromverbrauch (inkl. Eigenerzeugung) erfasst und die Eigenverbrauchsmengen mit dem Prinzip des „anlegbaren Preises“ monetär bewertet. Diesem Gedanken folgend zeigt Abbildung 36 die so ermittelten Letztverbraucherausgaben im Vergleich zu der Erhebung des Statistischen Bundesamtes. Damit sind die in der elektrizitätswirtschaftlichen Gesamtrechnung ausgewiesenen Ausgaben in einer Größenordnung von 10 % zu niedrig. Damit lägen im Jahr 2019 – ohne Berücksichtigung von Steuervergünstigungen, die in Tabelle 25 in Abzug gebracht wurden – die Gesamtausgaben mit 87,5 Milliarden Euro um 9 Milliarden Euro höher als in der Stromabsatzstatistik ausgewiesen.

Abbildung 36: Letztverbraucherausgaben nach der Erhebung „Stromabsatz und Erlöse“ sowie hochgerechnet auf den Endenergieverbrauch Strom



Werte vor Abzug von Steuervergünstigungen
Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Stromabsatz (DESTATIS, 2020a) und Endenergieverbrauch Strom (AGEB, 2020a)

10.3 Aggregierte Letztverbraucherausgaben im Straßenverkehr

368. Die Berechnungen für den Verkehrssektor konzentrieren sich auf die Letztverbraucher im Straßenverkehr. Dies enthält den Personen- ebenso wie den Güterverkehr auf der Straße sowie die öffentlichen Nutzfahrzeuge. Wie in den Vorjahren werden damit Schifffahrt, Flugverkehr sowie Schienenverkehr nicht berücksichtigt. Sofern als Energieträger Strom verwendet wird, wie dies im Schienenverkehr, aber auch in zunehmendem Maße im Pkw-Verkehr der Fall ist, sind die jeweiligen Stromkosten in der elektrizitätswirtschaftlichen Gesamtrechnung enthalten (vgl. Ziffer 358 ff).

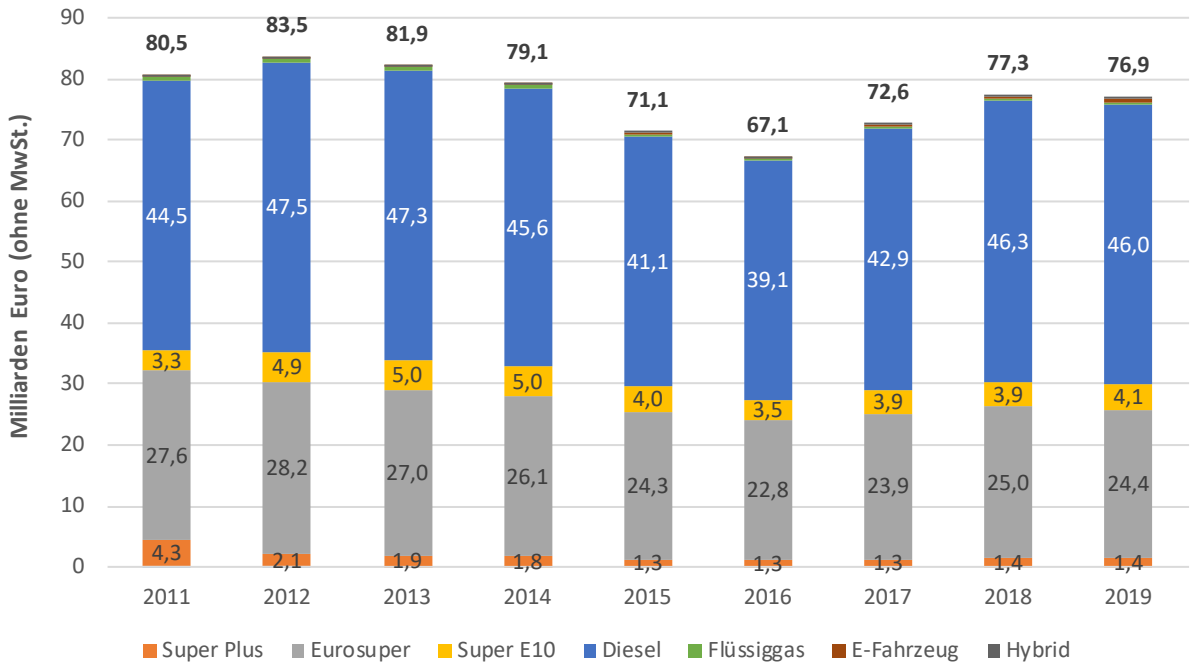
369. Da ein großer Teil des Biokraftstoffabsatzes konventionellen Kraftstoffen beigemischt wird, sind die Kosten für Biokraftstoffe teilweise in den ausgewiesenen Kosten der konventionellen Kraftstoffe enthalten. Biodiesel wird vor allem über die Beimischung genutzt, während Pflanzenöl im Verkehrsbereich üblicherweise als Reinkraftstoff eingesetzt wird (FNR, 2020a) (wobei im Betrachtungszeitraum die Pflanzenölmengen vernachlässigbar gering sind). Bioethanol hat in Deutschland als Reinkraftstoff (E85) nur eine untergeordnete Bedeutung (FNR, 2020b). Vor diesem Hintergrund erfolgt keine separate Ausweisung der Biokraftstoffe, sondern ihre (Mehr)Kosten sind entsprechend ihrer Beimischung in den Kosten für konventionelle Kraftstoffe enthalten. Zusätzlich zu den Stromkosten für Elektro-Pkw, die – wie erläutert – in der elektrizitätswirtschaftlichen Gesamtrechnung enthalten sind, werden die Mehrkosten durch erhöhte Anschaffungskosten bilanziert. Dabei wird für reine Elektrofahrzeuge von 7.000 Euro (ohne MwSt.) Mehrkosten und für Hybridfahrzeuge von durchschnittlichen Mehrkosten von 5.000 Euro (ohne MwSt.) ausgegangen.

370. Der Verlauf und die Zusammensetzung der aggregierten Letztverbraucherausgaben im Straßenverkehr ist in Abbildung 37 dargestellt. Ausschlaggebend für die Entwicklung der Gesamtausgaben war in erster Linie die Preisentwicklung der Kraftstoffe. Nachdem die Preise von 2012 bis 2016 gesunken sind, war in den Folgejahren ein Anstieg zu verzeichnen. So lag der Preis für Diesel im Jahr 2019 knapp 18 % über dem Preisniveau von 2016. Insgesamt bewegen sich die Letztverbraucherausgaben im Straßenverkehr 2019 mit rund 77 Milliarden Euro auf

dem Vorjahresniveau. Die relative Belastung liegt mit einem Anteil von 2,2 % am nominalen Bruttoinlandsprodukt knapp 0,1 Prozentpunkte unter dem Wert des Vorjahres.

371. Auch weiterhin fallen die Mehrkosten für Elektro- und Hybridfahrzeuge nicht ins Gewicht. Laut Kraftfahrt-Bundesamt sind im Jahr 2019 rund 63.000 reine Elektrofahrzeuge und rund 45.000 Hybridfahrzeuge neu zugelassen worden. Wenngleich dies einer hohen Wachstumsrate gegenüber dem Vorjahr entspricht (+75 % bei Elektrofahrzeugen, +44 % bei Hybriden), nehmen die aggregierten Mehrkosten von rund 0,7 Mrd. Euro im Jahr 2019 nur einen Anteil von 1 % an den gesamten Letztverbraucherausgaben im Straßenverkehr ein. Dieser Posten in der Berechnung wird zukünftig weiter ansteigen; so liegen die Neuzulassungen von reinen Elektrofahrzeugen bzw. Hybridfahrzeugen in den Quartalen 1 bis 3 des Jahres 2020 bereits 55 % bzw. 30 % über den Vorjahreszahlen.

Abbildung 37: Aggregierte Letztverbraucherausgaben im Straßenverkehr in Mrd. Euro (ohne MwSt.)



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von DESTATIS (2020d), BAFA (2020), BMWi (2020b, 2020c), KBA (2020), ADAC (2020)
Die Zeitreihe wurde auf der Grundlage aktueller Daten neu berechnet.

10.4 Energiewirtschaftliche Gesamtrechnung für Wärmedienstleistungen

372. Wie in den vergangenen Jahren schlägt die Expertenkommission auch in diesem Jahr eine Erfassung der Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen im Rahmen des Monitorings vor. Zur Bereitstellung von Wärme (Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme) nutzen Letztverbraucher Mineralöl (leichtes und schweres Heizöl), Erdgas und Flüssiggas, Fernwärme oder Biomasse. Weiterhin wird auch Kohle eingesetzt: im Haushaltsbereich ist dies weitgehend vernachlässigbar, nicht jedoch im Industriesektor, wo Kohle zur Deckung von mehr als einem Fünftel des Endenergieverbrauchs zur Wärmebereitstellung genutzt wird. Zur Vermeidung von Doppelzählungen wird die zur Wärmebereitstellung genutzte Elektrizität nicht im Wärmebereich bilanziert,

sondern sie ist in den Letztverbraucherausgaben für Elektrizität enthalten[83]. Die Letztverbraucherausgaben umfassen die Ausgaben für die Beschaffung der Energieträger, nicht jedoch die Ausgaben für Anschaffung, Wartung und Betrieb der Heizanlagen. Da diese zur typischen Grundausstattung von Gebäuden gehören, werden sie nicht dem Energiesystem zugeordnet. Bilanziert werden allerdings Ausgaben zur Steigerung der energetischen Effizienz von Gebäuden (vgl. dazu weiter unten).

373. Die Grundlage der Berechnung bilden die Anwendungsbilanzen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB, 2020b) Die Zeitreihen enthalten eine Zuordnung des Endenergieverbrauchs nach verschiedenen Anwendungsbereichen (z. B. Wärmebereitstellung, Beleuchtung, mechanische Energie), Sektoren (Haushalte, GHD, Industrie, Verkehr) sowie Energieträgern. Zusätzliche Informationen können weiteren Auswertungstabellen der AGEB zur Energiebilanz entnommen werden, insbesondere die Aufteilung der Mineralölnutzung zwischen leichtem und schwerem Heizöl. Weitere Daten zur Zusammensetzung der erneuerbaren Energien im Wärmebereich sind in den Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik enthalten (BMWI 2020c).

374. Zur Ermittlung der Letztverbraucherausgaben werden die jeweiligen Energiemengen mit Energiepreisen multipliziert. Dabei werden sektorale Zuordnungen und Preise weitgehend abgebildet. Dies ist deshalb erforderlich, da je nach Sektor unterschiedlich hohe Endverbraucherpreise vorliegen (so liegen diese in der Industrie niedriger als für Haushaltskunden). Die Preise sind größtenteils den Zeitreihen aus der Preisstatistik der Energiedaten des BMWi entnommen (BMWI 2020b). Da für den Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen keine Preise vorliegen, wurde jeweils ein gewichteter Wert aus Haushaltspreisen (60 %) und Industriepreisen (40 %) angesetzt. Weitere Preisangaben, insbesondere zur Biomasse, wurden branchenspezifischen Informationsangeboten entnommen (TFZ, 2020), (C.A.R.M.E.N., 2020), (UFOP, 2020). Bei Heizkraftwerken, die Abfälle einsetzen, wurde ein Brennstoffpreis von Null angesetzt. Weiterhin wurde mangels anderweitiger Informationen für die Fernwärmepreise in der Industrie angenommen, dass diese dem Preis von Erdgas entsprechen.

375. Durch Maßnahmen zur Verbesserung der energetischen Effizienz von Gebäuden sinkt der Heizwärmebedarf, was ceteris paribus mit sinkenden Ausgaben für Energieträger einhergeht. Dadurch kann der Eindruck entstehen, dass die Wärmeversorgung für die Letztverbraucher günstiger wird. Den Einsparungen stehen jedoch investive Mehrkosten zur Schaffung eines höheren Effizienzniveaus gegenüber. Die Kosten für Maßnahmen an der Gebäudehülle, der Anlagentechnik sowie der Einsatz fortschrittlicher bzw. mit erneuerbaren Energien betriebenen Heizungssysteme sind deshalb als Kostenbestandteil in die Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen einzurechnen. Wie bereits oben erwähnt, ist eine Bilanzierung der Mehrkosten gegenüber einer konventionellen Ausstattung mit Heizungstechnik erforderlich. Hierfür dient als Referenzsystem eine Gasbrennwerttherme. Im Hinblick auf die Gebäudehülle besteht die Herausforderung, Investitionen in die Dämmung von Wänden, Dächern, Kellerdecken sowie den Einbau von Fenstern und Außentüren mit hohem Dämmstandard zu bilanzieren. Da die vorliegende Methode auf die Mehrkosten abstellt, die nicht per se dem Gebäude zuzurechnen sind, werden nur die Ausgaben im Gebäudebestand berücksichtigt. Bei Neubauten wäre eine Anrechnung nur dann angebracht, wenn ein höherer Energiestandard als gesetzlich mit der EnEV bzw. dem GEG vorgegeben erzielt wird. Da dies nur einen geringen Teil der Neubauten betrifft und eine KfW-Förderung der Mehrausgaben gewährt wird, bleibt der Neubaubereich für die energiewirtschaftliche Gesamtrechnung für Wärmedienstleistungen unberücksichtigt. Die Betrachtung konzentriert sich folglich auf energetische Sanierungen im Gebäudebestand. Die entsprechenden Daten werden regelmäßig vom DIW im Rahmen der Berichte des Bundesinstituts für Bau-, Stadt- und Raumforschung im Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung zur Produktion und Beschäftigung im Baugewerbe veröffentlicht. Daten zur energetischen Sanierung liegen bis zum Jahr

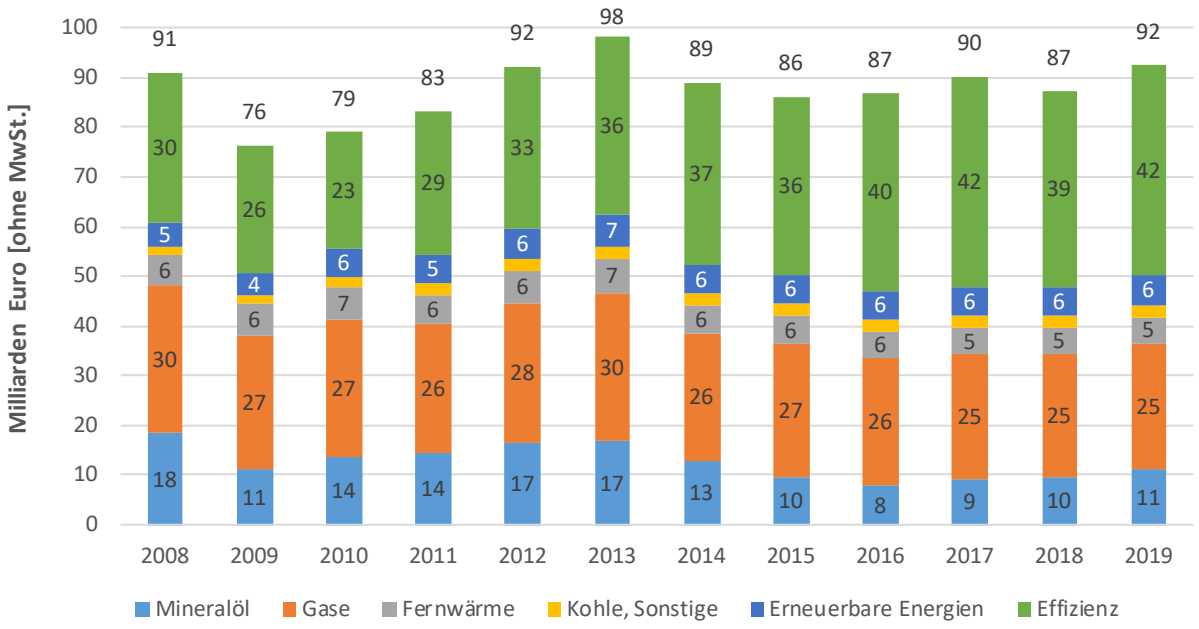
[83] Knapp ein Zehntel des Endenergieverbrauchs zur Wärmebereitstellung entfällt auf Strom, vgl. AGEB, 2020b.

2018 vor. Das wertmäßige Volumen der energetischen Sanierung für das Jahr 2019 wird auf Basis des Anteils der energetischen Sanierung an den Gesamtinvestitionen sowie der Prognose des Bauvolumens für den Wohn- und Nichtwohngebäudebereich des DIW abgeschätzt. In Abzug von den Ausgaben für Sanierungsmaßnahmen gebracht werden müssen neben den angeführten Ausgaben für ein konventionelles Referenzheizsystem auch die Investitionen in Photovoltaik-Dachanlagen sowie die Fördermittel der Gebäudesanierungsprogramme und des Marktanreizprogramms.

376. Mangels einer ausreichend langen Zeitreihe zu den Investitionen in energetische Sanierungsmaßnahmen ist es weiterhin nicht möglich, die Kosten mit einem üblichen Zinssatz zu kapitalisieren und somit die Annuitäten in die Berechnung der Letztverbraucherausgaben zu integrieren. Da aufgrund der hohen Investitionen und der langen Nutzungsdauer von Gebäuden regelmäßig lange Abschreibungszeiträume angesetzt werden, müsste eine entsprechend weit zurückreichende Zeitreihe der Investitionen vorliegen. Bis dies der Fall ist, werden weiterhin die Investitionsmehrausgaben für Heizungstechnik und Effizienzmaßnahmen des jeweiligen Jahres mit den entsprechenden Ausgaben für Energieträger summiert und bilden die aggregierten Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen.

377. Der Verlauf der Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen seit 2008 ist in Abbildung 38 dargestellt. Im Jahr 2019 sind die Ausgaben für Energieträger um rund 5 % gegenüber dem Vorjahr gestiegen. Dies ist ungefähr zur Hälfte einem steigenden Energieverbrauch zuzurechnen, und zur Hälfte den gestiegenen Preisen für Energie. Die Preise für einzelne Energieträger haben sich jedoch nicht alle in dieselbe Richtung entwickelt. Während die Preise für Mineralöl in allen Sektoren gesunken sind, sind im Haushaltsbereich die Preise für Erdgas und Fernwärme um 4 % bzw. 4,5 % gestiegen. Im Industriebereich waren leicht niedrigere Gaspreise zu verzeichnen, während der Kohlepreis um gut 5 % zulegte. Insgesamt belaufen sich die Gesamtausgaben für Energieträger im Wärmebereich auf rund 50 Mrd. Euro (+2 Mrd. Euro gegenüber 2018).

Abbildung 38: Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen in Mrd. Euro (ohne MwSt.)



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von AGEB (2020b), BMWi (2020b, 2020c), BMF (2019), BBSR (2019), Fichtner (2019), TFZ (2020), C.A.R.M.E.N. (2020), UFOP (2020), DIW (2020), DEBRIV (2020), BDH (2020)
Die Zeitreihe wurde auf der Grundlage aktueller Daten neu berechnet.

378. Nach ersten Schätzungen sind auch die Ausgaben für Effizienz gegenüber dem Vorjahr um 3 Mrd. Euro auf rund 42 Mrd. Euro gestiegen, bewegen sich allerdings weiterhin in der Größenordnung der drei Vorjahre. Die Angaben sind jedoch mit Unsicherheiten und einer methodisch bedingten Unschärfe behaftet. Wie bereits oben geschildert, stellen einerseits die Angaben nicht die annuisierten Werte einer langfristigen Investitionszeitreihe dar, sondern die Investitionen im jeweiligen Jahr. Andererseits sind die Angaben zu den Investitionen mit Unsicherheiten behaftet, weshalb auf die Ausführungen in den vorangegangenen Stellungnahmen und auf den Vorschlag für eine alternative – jedoch mit Erhebungsaufwand verbundene – Vorgehensweise aus der Stellungname des Jahres 2019 verwiesen wird. Die dargestellten Investitionen in Effizienzmaßnahmen ergeben sich aus den Daten zur energetischen Modernisierung im Gebäudebestand aus den BBSR-Daten zur Produktion und Beschäftigung im Baugewerbe, wovon die Investitionsausgaben in PV-Dachanlagen sowie ein konventionelles Referenz-Heizsystem (Gas-Brennwerttherme) abgezogen wurden. Weiterhin in Abzug gebracht werden die Programmkosten des KfW-Programms „Energieeffizient Sanieren“, die Programmkosten des Marktanreizprogramms sowie die Umsatzsteuer.

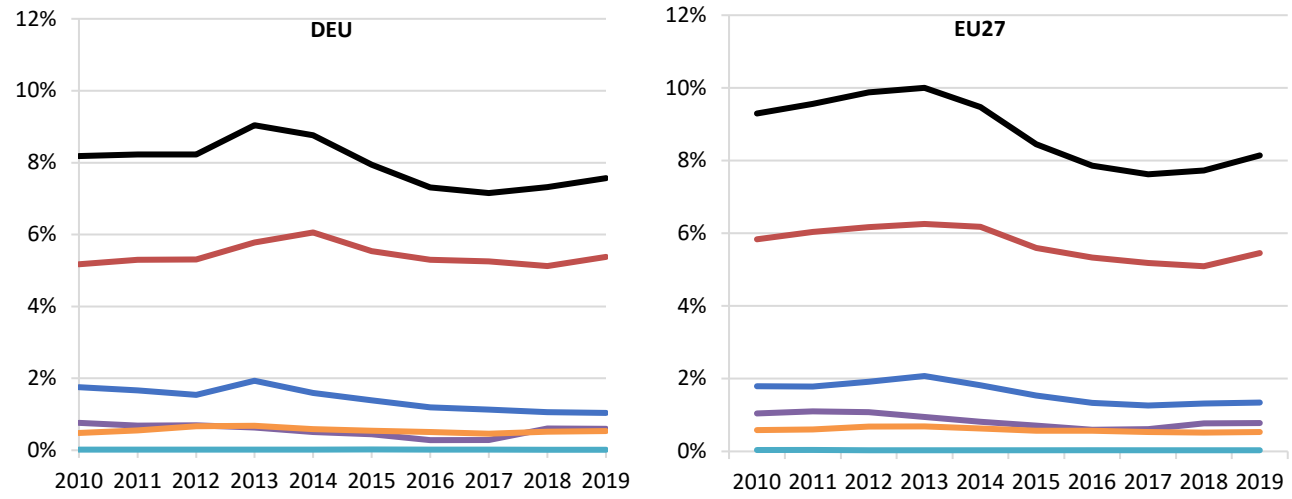
10.5 Weiterentwicklung zur Dekomposition der Energiestückkosten

379. Das Konzept des „Energiestückkosten-Indikators“ zum Monitoring der energiebezogenen Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen wurde von der Expertenkommission in der Stellungnahme zum ersten Fortschrittsbericht der Bundesregierung empfohlen (EWK, 2014). Dabei handelt es sich um den Anteil der Energiekosten an der sektoralen Bruttowertschöpfung. Gegenüber einer reinen Preisbetrachtung bieten die Energiestückkosten den Vorteil weitere Einflussfaktoren der energiebezogenen Wettbewerbsfähigkeit zu berücksichtigen, insbesondere die Energieintensität. Auf dieser Basis können auch bedeutsame internationale Vergleiche angestellt werden. In nachfolgenden Stellungnahmen wurde der Indikator und dessen Analysemöglichkeiten weiterentwickelt, mit der an die Bundesregierung gerichteten Empfehlung, diese Erweiterungen in ihre Monitoring-Berichte aufzunehmen: Zum einen präsentierte die Expertenkommission den Indikator der „totalen“ Energiestückkosten, der neben den direkten Energiestückkosten (Kosten der Unternehmen für den Verbrauch von Energieprodukten selbst, z. B. von Strom, Erdgas, Mineralölprodukte etc.) auch die indirekten Energiestückkosten berücksichtigt (d. h. Kosten für Energieprodukte, die upstream in den Produktionsketten anfallen und an nachgelagerte Produktionsstufen weitergegeben werden; EWK, 2015). Die Expertenkommission regte zudem an, mittels Fortschreibungstechniken aktuellere Energiestückkosten zu ermitteln, um für die Politik relevantere Daten bereitzustellen (EWK, 2016). Auch schlug die Expertenkommission vor, mittels Dekompositionsverfahren die Treiber von Energiestückkosten zu untersuchen (EWK, 2015). In dieser Stellungnahme nimmt die Expertenkommission diesen Faden auf und wendet eine Methode an, mit der die Energiestückkosten in ihre Mengen-, Preis- und Wertschöpfungseffekte zerlegt werden (Kaltenegger, 2020). In der alten Stellungnahme bzw. Empfehlung wurden lediglich die Kosteneffekte (= Menge x Preise in einem Aggregat) den Wertschöpfungseffekten gegenübergestellt und es kam zu keiner Trennung der Mengen- von den Preiseffekten. Der Vorteil der Trennung liegt auf der Hand. Eine Trennung der Effekte liefert mehr Information und so werden z. B. gegenläufige Effekte, die im Kostenaggregat im Verborgenen liegen, aufgedeckt (z. B. fällt ggf. ein zunehmender Energieverbrauch bei gleichzeitig fallenden Energiepreisen, wenn lediglich das Kostenaggregat betrachtet wird, nicht auf). Die nachfolgende Methodik kann natürlich auch auf fortgeschriebene, prognostizierte oder totale Energiestückkosten angewendet werden.

380. Für die Berechnungen wurden folgende Datenquellen herangezogen und (vereinfachende) Annahmen getroffen: Als Energiemengen werden die von Eurostat (2020a) in den Energiebilanzen ausgewiesenen

energetischen Endverbrauchsmengen der Industrie[84] verwendet. Um eine kongruente Darstellung mit der Elektrizitätswirtschaftlichen Gesamtrechnung (vgl. Kapitel 10.2) zu erreichen, wird auf die Periode 2010-2019 abgestellt. Bei den lediglich bis zum Berichtsjahr 2018 verfügbaren Energiemengen werden die Daten vereinfacht mit der Veränderungsrate bei der Wertschöpfung für das Jahr 2019 fortgeschrieben[85]. Die Werte für die Wertschöpfung ergeben sich aus den von Eurostat (2020b) ausgewiesenen Werten in der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung. Preisangaben ergeben sich aus den Erhebungen bei Nicht-Haushaltskunden für Elektrizität und Erdgas sowie den Angaben aus den „Harmonisierten Verbraucherpreisindizes" in Eurostat (2020c) und ergänzenden Statistiken (z. B. BP, 2018; IEA, 2020). Die Daten liegen grundsätzlich für jedes europäische Land (EU27) einzeln vor, werden aber nachfolgend (aus Gründen der Robustheit) für die EU27 aggregiert. Die EU27 bezieht sich hier auf die Mitgliedstaaten der Europäischen Union ohne Großbritannien (die Daten werden in der Eurostat-Datenbank unter Code „EU27_2020" rückwirkend auch für die Vorjahre ausgewiesen).[86] Lediglich die Energieträger Elektrizität, Erdgas, (sonstige bituminöse) Kohle, Diesel, Heizöl und Wärme werden berücksichtigt. Natürlich sollten bei einer genaueren Analyse möglichst vollständige Informationen, u. a. hinsichtlich der Energiemegen aus den bei Eurostat existierenden internationalen Energiebilanzen herangezogen werden. Die hier vorgelegte Anwendung dient zur Illustration der Analysetechnik und welche Ergebnisse daraus generiert werden können.

Abbildung 39: Energiestückkosten in Deutschland und Europa im Vergleich



Hinweis: Die EU27 bezieht sich hier auf die Mitgliedsstaten der Europäischen Union ohne Großbritanien (die Daten werden in der Eurostat-Datenbank unter Code „EU27_2020" rückwirkend auch für die Vorjahre ausgewiesen). Die Abgrenzung schließt Kroatien mit ein.
Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von BP (2018), Eurostat (2020a, 2020b, 2020c), IEA (2020)

[84] Summe der energetischen Endverbrauchsmengen in Wirtschaftszweigen B „Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden" und C „Verarbeitendes Gewerbe" (WZ 2008). Für eine umfangreichere Betrachtung der Energieverbrauchsmengen sollten insbesondere die Energiemengen im Umwandlungsbereich sowie die nichtenergetisch verbrauchten Mengen berücksichtigt werden.

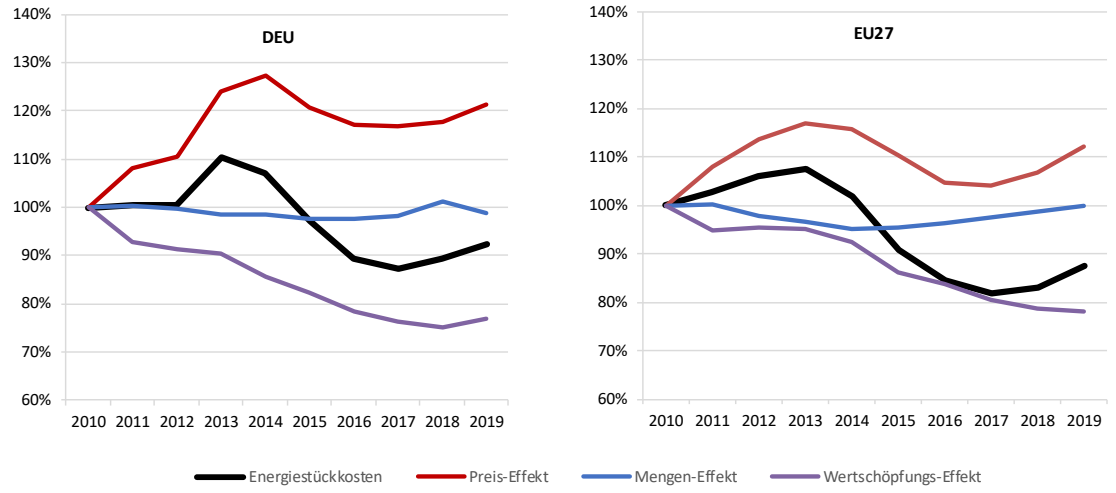
[85] Dies ist lediglich ein sehr grobes Verfahren. Natürlich sollte eine umfangreichere Betrachtung der Energiestückkosten auch auf genauere Möglichkeiten der Fortschreibung, z. B. ökonometrische Verfahren, zurückgreifen.

[86] Die Abgrenzung der „EU27" in diesem Energiestückkosten-Kapitel weicht ab von der Abgrenzung in den Kapiteln zu Energiestückkosten vorheriger Stellungnahmen (Kapitel 8 in EWK, 2015; Kapitel 11 in EWK, 2014). Die Abgrenzung in diesem Bericht schließt Kroatien mit ein, aber nicht das Vereinigte Königreich. Die Abgrenzung zur „EU27" in vorherigen Berichten schloss das Vereinigte Königreich mit ein, aber nicht Kroatien.

381. Die Abbildung 39 zeigt die Situation bei den Energiestückkosten in Deutschland und in der EU27. In Summe und über die ganze Periode 2010-2019 liegen die Energiestückkosten in Deutschland (7,6 % im Jahr 2019) unter dem Durchschnitt in Europa (8,1 %). Den größten Anteil an den gesamten Energiestückkosten im Jahr 2019 haben die Elektrizitätsstückkosten mit 5,4 % in Deutschland bzw. 5,5 % in der EU27. An zweiter Stelle folgt das Erdgas mit 1,0 % in Deutschland und 1,3 % in der EU27. Den dritten Rang nehmen die Mineralölprodukte ein (allerdings wurden hier nur Diesel und Heizöl berücksichtigt, vgl. oben) mit 0,6 % in Deutschland und 0,8 % in der EU27.

382. Die Expertenkommission entwickelt das Konzept der Energiestückkosten weiter und illustriert, wie die Energiestückkosten in ihre Mengen-, Preis- und Wertschöpfungseffekte zerlegt werden können. Die Abbildung 40 zeigt für die Periode 2010-2019 den prozentualen Rückgang der Energiestückkosten über alle Energieträger für Deutschland (von 8,2 % im Jahr 2010 auf 7,6 % im Jahr 2019, dies entspricht einem Rückgang um 7,6 %) und Europa (von 9,3 % im Jahr 2010 auf 8,1 % im Jahr 2019, dies entspricht einem Rückgang um 12,4 %).

Abbildung 40: Multiplikative Dekomposition der Energiestückkosten in der deutschen und europäischen Industrie (2010-2019)



Hinweise: Die obigen Grafiken zeigen eine Abschätzung der Entwicklung des Energiestückkosten-Indikators in der deutschen und europäischen Industrie für den Zeitraum 2010-2019, indexiert auf das Basisjahr 2010 für einen besseren internationalen Vergleich (für DEU: 8,2 % in 2010=100 %; für EU27: 9,3 % in 2010=100 %). Die Dekomposition zerlegt den Indikator in seine Komponenten bzw. „Treiber“ (Energie-Preise und Energie-Mengen im Zähler sowie Wertschöpfung im Nenner; ebenfalls indexiert auf das Basisjahr 2010). Die Dekomposition ist „multiplikativ“, da die Werte der „Treiber“ als Produkt exakt den Wert des indexierten Energiestückkosten-Indikators ergeben. Der Effekt eines einzelnen „Treibers“ (z. B. Preis-Effekt) zeigt an, wie sich die Energiestückkosten verändert hätten, würden die anderen Kompenenten (z. B. Mengen und Wertschöpfung) konstant gehalten werden.
Die EU27 bezieht sich hier auf die Mitgliedsstaten der Europäischen Union ohne Großbritannien (die Daten werden in der Eurostat-Datenbank unter Code „EU27_2020“ rückwirkend auch für die Vorjahre ausgewiesen). Die Abgrenzung schließt Kroatien mit ein.
Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von BP (2018), Eurostat (2020a, 2020b, 2020c), IEA (2020)

383. Den größten absenkenden Effekt auf die Energiestückkosten über die Zeit hatte die Ausweitung der Produktion, gemessen an der Wertschöpfung. Durch den Anstieg der Wertschöpfung wären ceteris paribus die Energiestückkosten in Deutschland um ca. 23 % und in Europa um 22 % gesunken (d. h. auch, die deutsche Industrie wuchs etwas kräftiger als der europäische Durchschnitt). Die für die Produktion aufgebrachte

Energiemenge blieb über den Zeitraum sowohl in Deutschland als auch in der EU27 relativ konstant (da gleichzeitig die Produktion ausgeweitet wurde, ergibt sich daher also ein Anstieg bei der Energieeffizienz). Der größte Unterschied zwischen Deutschland und Europa liegt in der Entwicklung bei den Energiepreisen. Durch den Anstieg bei den Energiepreisen wären ceteris paribus die Energiestückkosten in Deutschland um 21 %, in Europa lediglich um 12 % gestiegen. Aufgrund der besonderen Dynamik an dieser Stelle werden im Folgenden die Energiepreisentwicklungen näher betrachtet.

384. Der Gesamteffekt bei den Energiepreisen (+21 % in Deutschland und +12 % in der EU27, vgl. auch nochmal Abbildung 40) wird in seine Treiber zerlegt (in diesem Fall die verschiedenen Energieträger) und in Tabelle 26 dargestellt. Während vom Erdgas ein leicht dämpfender Effekt ausging, blieben die Preisentwicklungen bei den Mineralölprodukten, bei der Kohle und bei der Wärme relativ konstant (betrachtet wird lediglich die Veränderung 2019 gegenüber 2010, nicht die Entwicklungen zwischen den Jahren). Auffällig ist der treibende Effekt bei den Strompreisen, der in Deutschland deutlich höher ausfällt als in Europa: ceteris paribus hätten die Strompreise die Energiestückkosten in Deutschland um 24 % erhöht, in Europa lediglich um 9 %. Dies unterstreicht den Vorschlag der Expertenkommission das Energiepreissystem zu reformieren.

Tabelle 26: Multiplikative Dekomposition des Preiseffektes nach Energieträger (2019 gegenüber 2010)

	Total	Elektrizität	Erdgas	Mineralölprodukte	Kohle	Wärme
	Ohne Einheit (dimensionslos)					
DEU	1,21	1,24	0,96	1,01	1,00	1,01
EU27	1,12	1,09	0,99	1,02	1,00	1,01

Hinweis zur Interpretation: Der Wert „1,24“ für DEU bei der Elektrizität bedeutet, dass c. p. der Anstieg bei den Elektrizitätspreisen die Energiestückkosten in Deutschland um 24 % erhöht hätten (2019 gegenüber 2010).
Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von BP (2018), Eurostat (2020a, 2020b, 2020c), IEA (2020)

385. Wie in den vergangenen Stellungnahmen beschrieben, sind Energiepreise allein kein hinreichender Indikator für die (energiebezogene) Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen. Andere Faktoren wie Energieeffizienz spielen ebenfalls eine Rolle: hier schneidet Deutschland besser ab. Der Effekt durch die Zunahme an Energieeffizienz (hier als Produkt des Mengeneffekts und des Wertschöpfungseffekts) ist in Deutschland stärker ausgeprägt als in der EU27 (c. p. wäre durch Energieeffizienz in Deutschland ein Rückgang der Energiestückkosten um 24 % erreicht worden, in der EU lediglich um 22 %). Auch Kontextfaktoren wie Infrastruktur, Arbeitsmarkt, Regulierung etc. können für die Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen ausschlaggebend sein. Die hier vorgelegte Methode beantwortet nicht die Frage der Wettbewerbsfähigkeit, gibt aber ein gegenüber der ursprünglich präsentierten Dekomposition verbessertes und flexibleres Analyseinstrument an die Hand, mit der das Monitoring der Energiewende erfolgen kann und dessen Ergebnisse wiederum für weitere Analysen (z. B. zur Wettbewerbsfähigkeit) herangezogen werden können.

386. Die Expertenkommission bewertet daher den im achten Monitoring-Bericht gewählten starken Fokus auf Energiepreise und -kosten in der deutschen Industrie kritisch und weist erneut auf die Vorteile eines Energiestückkostenindikators hin. Hinsichtlich der generellen Anwendbarkeit des Indikators heißt es, dass „verschiedene Ansätze zur konkreten Berechnung wissenschaftlich diskutiert“ werden und „insgesamt […] die Aussagekraft von Energiestückkosten zur Kostenbelastung der Unternehmen und zur Wettbewerbsfähigkeit umstritten“ ist (vgl. Kapitel 10.4 in BMWi, 2020). Leider werden keine konkreten Kritikpunkte vorgebracht. In der Konsequenz werden im Monitoring-Bericht viele Preis- und Kostenbetrachtungen vorgenommen und darauf basierende Aussagen getroffen, etwa: „Der größte Kostenblock der Industrie sind die Stromkosten. Zwar sind die Strompreise für die Industrie […] in den Jahren 2018 und 2019 jeweils gestiegen. Gleichzeitig ist jedoch der Stromverbrauch gesunken. Im Ergebnis führte dies zu Ausgaben, die in beiden Jahren geringfügig unter dem Wert von 2017 lagen“ (vgl. Kapitel 10.3 in BMWi, 2020). Mit Blick auf das vom Energiekonzept 2010 formulierte

Ziel „bezahlbarer“ Energieversorgung reicht ein absolutes Maß nicht aus. Besser ist das von der Expertenkommission dargestellte Konzept der Energie- bzw. Stromstückkosten, das die Energie- bzw. Stromkosten mit der sektoralen Wertschöpfung ins Verhältnis setzt. Dies würde der Bundesregierung auch den internationalen Vergleich erleichtern, der im achten Monitoring-Bericht ebenfalls kaum berücksichtigt wird.

387. Entsprechend der Ausgangsdaten stieg der Strompreis der Industrie (ohne Mehrwertsteuer und erstattungsfähige Steuern und Abgaben) in der Periode 2010-2019 in Deutschland von 11,3 ct/kWh auf 15,8 ct/kWh, ein Anstieg um 40 % (gegenüber einem Anstieg um lediglich 16 % in der EU27). Absolut liegen die Strompreise 2019 in der EU27 (Durchschnitt von 11,9 ct/kWh) lediglich in Italien und Zypern höher als in Deutschland. In Deutschland sind dafür wie beschrieben vor allem die staatlich induzierten Elemente ausschlaggebend (vgl. Kapitel 10.2). Zwar existieren für bestimmte stromintensive Unternehmen Ausnahmen bei der EEG-Umlage, im Schnitt der Unternehmen ist die EEG-Umlage jedoch der größte Posten bei den staatlichen Umlagen. Dabei ist zu beachten, dass durch die erneuerbare Stromproduktion zwar auf die Strombeschaffungskosten ein preisdämpfender Effekt ausgeht, aber in den letzten Jahren dennoch die Summe aus Strombeschaffungskosten und Umlage nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz gestiegen ist (vgl. Agora Energiewende, 2020). Hinzutreten Netznutzungsentgelte, KWK-Umlage, die Offshore-Haftungs-Umlage und weitere Abgaben. Auch aus dieser Perspektive ist der Vorschlag der Expertenkommission, eine umfassende Energiepreisreform durchzuführen, dringlich (vgl. Kapitel 13). Die Expertenkommission nimmt diese kritische Entwicklung zum Anlass, im Nachfolgenden eine Fortschreibung der Stromwirtschaftlichen Gesamtrechnung bis 2030 vorzunehmen (vgl. Kapitel 10.2).

388. Die oben dargestellten Berechnungen können in mehreren Hinsichten erweitert werden. Zum einen können neben den Energiekosten auch die CO_2-Emissionen und die CO_2-Kosten berechnet werden. Die CO_2-Emissionen ergeben sich aus der Multiplikation der oben genannten Energieverbrauchsmengen (fossiler Energieträger) mit ihren entsprechenden CO_2-Emissionsfaktoren. Hinsichtlich eines Monitorings von CO_2-Preissignalen hatte die Expertenkommission bereits einen ersten Vorschlag unterbreitet (EWK, 2018). Neben den direkten Energieverbrauchsmengen bzw. territorialen CO_2-Ausstößen sind in einer globalisierten Welt auch die indirekten „Rucksäcke“ relevant. Wie weiter unten ausführlicher zu beschreiben sein wird, verfolgt das Lieferkettengesetz die Absicht, dass Unternehmen u. a. umweltschädigende Verfahren in der Lieferkette zurückverfolgen sollen. Durch die Blockchain-Technologie (vgl. Kapitel 12) ist nun beides gleichzeitig möglich, das Ablegen von umweltrelevanten Informationen wie Energieverbräuche oder CO_2-Ausstöße und das Nachverfolgen über alle vorgelagerten Produktionsstufen, und das produktspezifisch. Beispiele für eine solche Rucksack-Berechnung, allerdings auf sektoraler Ebene, liefern Schenker et al. (2018) sowie Garnadt et al. (2020). Die Autoren ermitteln territoriale sektorale CO_2-Emissionen in der Europäischen Union sowie den Anteil der CO_2-Emissionen in der europäischen Produktion, der aus vorgelagerten nicht-europäischen Produktionsstufen importiert wird (vgl. Tabelle 27). Dabei können europäische Sektoren mit relativ geringen territorialen Emissionen wie der Fahrzeugbau relativ hohe CO_2-Emissionen in vorgelagerten (ausländischen) Produktionsstufen aufweisen.

Tabelle 27: Territoriale CO_2-Emissionen in der EU und Anteil der CO_2-Emissionen in vorgelagerten nicht-europäischen Produktionsstufen

Industrielle Sektoren (WZ 2003[87])	Emissionsintensität der inländischen Produktion (Territoriale CO_2-Emissionen) [g/USD]	Anteil der CO_2-Emissionen aus nicht-europäischer Produktion am europäischen CO_2-Footprint [%]
Ernährungsgewerbe und Tabakverarbeitung	63	20-25
Textil- und Bekleidungsgewerbe, Ledergewerbe	61	30-35
Holzgewerbe	53	25-30
Papier-, Verlags- und Druckgewerbe	82	20-25
Kokerei, Mineralölverarbeitung, Spalt- und Brutstoffen	534	45-50
Herstellung von chemischen Erzeugnissen, Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	169	25-30
Glasgewerbe, Herstellung von Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden	940	5-10
Metallerzeugung und -bearbeitung, Herstellung von Metallerzeugnissen	273	25-30
Maschinenbau	24	35-40
Herstellung von Büromaschinen, Datenverarbeitungsgeräten und -einrichtungen; Elektrotechnik, Feinmechanik und Optik	18	45-50
Fahrzeugbau	15	35-40
Herstellung von Möbeln, Schmuck, Musikinstrumenten, Sportgeräten, Spielwaren und sonstigen Erzeugnissen; Recycling	40	30-35

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Schenker et al. (2018)

[87] Klassifikation der Wirtschaftszweige, Ausgabe 2003.

10.6 Fortschreibung der Stromwirtschaftlichen Gesamtrechnung

389. Die Expertenkommission nimmt diese kritische Entwicklung bei den Strompreisen bzw. Stromstückkosten zum Anlass eine Fortschreibung der Stromwirtschaftlichen Gesamtrechnung bis 2030 vorzunehmen, ohne jedoch auf die Nutzung eines umfassenden energiewirtschaftlichen Simulationsmodells zurückgreifen zu können. Obwohl genaue Prognosen nicht möglich sind, können auf diese Weise zumindest grundsätzliche Entwicklungen verdeutlicht und beeinflussbare Kostenkomponenten identifiziert werden.

390. Diese groben Fortschreibungen basieren nicht auf Modellrechnungen und nutzen teilweise sehr starre Annahmen, die die Belastbarkeit und die Prognosegenauigkeit einschränken. Speziell werden Trends nicht berücksichtigt, deren weitere Entwicklung zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht absehbar ist. Auch die wissenschaftlichen Studien, auf denen diese Fortschreibung beruht, können solche Trends nur zum Teil antizipieren. Zusätzlich ist die Fortschreibung der staatlich regulierten Preiskomponenten abhängig von möglichen regulatorischen Änderungen, welche aus heutiger Sicht ebenfalls nicht vorhersehbar sind. So wird in dieser Fortschreibung keine mögliche Energiepreisreform berücksichtigt, und auch Rückvergütungen aus dem nationalen Emissionshandelssystem und deren Auswirkungen auf die Strompreisbestandteile werden nicht betrachtet.

391. Grundlage der Fortschreibung der Stromkosten bildet die Aufteilung der aggregierten Kosten in die einzelnen Elemente. Dies sind zum einen der Stromabsatz und zum anderen die einzelnen Strompreiselemente. Bei den Strompreiselementen wird unterschieden zwischen staatlich induzierten, staatlich regulierten und marktgetriebenen Elementen. Da diese Strompreiselemente zwischen Haushalten und der Industrie unterschiedlich gestaltet sind, wird die Fortschreibung separat für den Haushaltssektor (vgl. Tabelle 28) und den Industriesektor (vgl. Tabelle 29) durchgeführt. Die Gesamtausgaben ergeben sich dann aus der Multiplikation des Stromabsatzes mit dem Gesamtstrompreis, jeweils für beide Sektoren.

392. Die historischen Werte des Stromabsatzes stammen aus den Auswertungstabellen der AGEB (2020a). Der Stromabsatz 2020 basiert auf Hochrechnungen des vom BDEW (2020a) angegebenen Verbrauchs im ersten Halbjahr 2020. Dieser Verbrauch wurde hochgerechnet in dem (i) der gleiche anteilige Stromverbrauch des ersten Halbjahres am Gesamtstromverbrauch wie schon 2019 angenommen wurde[88], und (ii) dieser Verbrauch zu 25 % Haushalten und 43 % der Industrie zugeschrieben wurde[89]. Auch diese Haushalts- und Industrieanteile stammen aus den historischen AGEB (2020a) Daten.

393. Tabelle 28 und Tabelle 29 zeigen den deutlichen Einbruch im Stromabsatz im Jahr 2020 durch die Corona-Pandemie und die Lockdown-Beschränkungen. Gemäß dieser Hochrechnung liegt der Stromverbrauch der Haushalte 6 % unter dem Vorjahreswert, der Verbrauch der Industrie 7 % unter dem Vorjahreswert. Berücksichtigt sind allerdings nicht die weiteren Lockdown-Maßnahmen im Rahmen der Corona-Pandemie im November 2020. Zum jetzigen Zeitpunkt ist zudem noch nicht absehbar, wie sich die Corona-Pandemie auf den Stromabsatz 2021 auswirken wird.

[88] Die Daten des BDEW (2020a) zeigen lediglich den Stromverbrauch für das erste Halbjahr 2020. Um Gesamtjahreswerte zu bestimmen, wurden die Anteile des ersten bzw. des zweiten Halbjahres 2019 am Gesamtstromverbrauch 2019 ermittelt und für das erste bzw. zweite Halbjahr 2020 unterstellt.

[89] Eine Berechnung für andere Verbrauchergruppen (insbesondere Gewerbe, Handel, Dienstleistungen) wurde nicht durchgeführt.

394. Die Prognosewerte für den Stromabsatz 2025 und 2030 entstammen den Analysen von Prognos/Öko-Institut/Wuppertal-Institut (2020). Diese Studie beschreibt einen Weg mit dem Deutschland bis 2050 klimaneutral sein wird, sowohl unter Berücksichtigung von Investitionszyklen als auch der technischen und wirtschaftlichen Umsetzbarkeit.[90]

395. Die historischen Elemente des Strompreises, sowohl für Haushalte als auch Industrie, entsprechen der Aufstellung von BDEW (2020b). Dies umfasst auch schon die Werte für 2020. Um die Mehrwertsteuersenkung von 19 % auf 16 % im Zeitraum Juli bis Dezember 2020 zu berücksichtigen, wird über das gesamte Jahr 2020 ein durchschnittlicher Satz von 17,5 % angenommen. Da die BDEW (2020b) Aufschlüsselung des Strompreises nicht explizit den Börsenstrompreis aufweist, wurde stattdessen auf die Werte von Öko-Institut (2020) zurückgegriffen. Die historischen Netzentgelte bis 2019 der Industrieabnehmer stammen von BNetzA (2020), da auch diese nicht explizit von BDEW (2020b) ausgewiesen werden. Entsprechend beschreibt das Residuum die Differenz zwischen dem Börsenstrompreis nach Öko-Institut (2020) und den Kosten für Beschaffung und Vertrieb nach BDEW (2020b) für Haushaltsabnehmer. Für Industrieabnehmer bildet das Residuum die Differenz aus den Kosten für Beschaffung, Netzentgelt, Vertrieb nach BDEW (2020b) abzüglich des Börsenstrompreises (Öko-Institut, 2020) und des Netzentgelts (BNetzA, 2020). Das Residuum kann daher für beide Abnehmertypen als Kosten für Vertrieb interpretiert werden.

396. Im Hinblick auf Tabelle 29 ist anzumerken, dass diese die Belastung für Betriebe ausweist, die keine Vergünstigungen erfahren, d. h. die volle EEG-Umlage bezahlen und auch nicht unter die Entlastungsregelungen für stromintensive Unternehmen (§ 9a Stromsteuergesetz) fallen. Nach BDEW (2020b) wurde diese volle Umlage von 96 % aller Industriebetrieben bezahlt.[91]

397. Zur Prognose der staatlich induzierten Elemente im Strompreis wird sowohl für die Stromsteuer als auch die Konzessionsabgaben ein konstanter Betrag unterstellt, da beide Elemente gesetzlich verankert sind. Für Haushalte bleibt die Stromsteuer konstant bei 2,05 ct/kWh, die Konzessionsabgabe bei 1,66 ct/kWh. Für Industriekunden beträgt die Stromsteuer 1,54 ct/kWh und die Konzessionsabgabe 0,11 ct/kWh im gesamten Betrachtungszeitraum. Dies impliziert, dass mögliche Reformen des Energie-Steuersystems welche die Stromsteuer betreffen, in der Forschreibung nicht abgebildet werden.

398. Die Fortschreibung der EEG-Differenzkosten wurde den Prognosen von Öko-Institut (2020) entnommen. Nach diesem entwickelten EEG-Rechner ist ein Rückgang der EEG-Umlage von noch 6,76 ct/kWh in 2020, auf 5,11 ct/kWh in 2025 zu 2,52 ct/kWh in 2030 zu erwarten. Hier kommen auch die verschiedenen EEG-Novellen zum Tragen, mit denen „die Kostendynamik bei der EEG-Umlage“ kurzfristig gebremst und mittel- bis langfristig sprübar gesenkt wird (vgl. Kapitel 10.1 in BMWi, 2020). Dem Rückgang unterstellt ist ein Anstieg des Börsen strompreises von 4,63 ct/kWh in 2019 zu 5,16 ct/kWh in 2025 und 6,26 ct/kWh in 2030 (vgl. unten). Die angenommenen Ausbauraten der Erneuerbaren Energien orientieren sich an dem EEG 2014. So wird für Wind Onshore bis 2021 ein Ausbau von 1,5 GW/a, für 2022 ein Ausbau von 2,0 GW und dann ab 2023 ein konstanter Trend bis 2030 von 2,5 GW/a unterstellt. Für Wind Offshore wird zur Erfüllung des Ausbauziels nach EEG 2014 eine Ausbaurate von 0,9 GW/a angenommen. Für Solarenergie wird zunächst ein steigender Zubau von 2,7 GW/a

[90] Prognos/Öko-Institut/Wuppertal-Institut (2020) stimmt im Aggregat in etwa mit den Überlegungen der Expertenkommission in Kapitel 2.2 überein, insbesondere hinsichtlich der Annahme, dass der Stromabsatz 2030 höher ausfällt als 2019. In den einzelnen Sektoren und Handlungsfeldern weicht die Studie jedoch teilweise zu den Annahmen in Kapitel 2 ab. Dies ist für die hier durchgeführte aggregierte Betrachtung und für die abgeleiteten Aussagen jedoch nicht ausschlaggebend.

[91] Diese Betriebe erwirtschaften auch den Großteil der Bruttowertschöpfung; allerdings entspricht dies nur 34 %, der von der Industrie konsumierten TWh.

in 2019 bis 5,4 GW/a 2021 angenommen, welcher anschließend bis 2026 auf 2,5 GW/a nach EEG 2014 abflacht und dann konstant bleibt. Die Vergütungssätze sind an das EEG 2017 angepasst.

399. Die weiteren staatlichen Umlagen umfassen die Umlage zur Deckung der Kosten aus der Förderung von Kraftwerken mit Anwendung von Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG-Umlage), die Offshore-Netzumlage nach §17 EnWG zur Deckung von Kosten aus Entschädigungen bei Störung oder Verzögerung in der Anbindung von Off shore-Anlagen sowie Kosten aus der Errichtung und dem Betrieb von Offshore-Anbindungsleitungen, die Umlage für Abschaltbare Lasten nach §18 AbLaV, sowie die Umlage für entgangene Erlöse aus individuellen Netzentgelten nach §19 der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV). Für diese weiteren staatlichen Umlagen ist die Fortschreibung unklar. So begünstigt etwa die zunehmende Sektorenkopplung einen Anstieg der KWKG-Umlage, welcher allerdings mit sinkenden Investitionskosten ausgeglichen werden könnte. Auch die Förderkosten älterer Anlagen fließen aktuell noch in die KWKG-Umlage ein. Des Weiteren ist auch die Entwicklung der Offshore-Netzumlage nicht absehbar. Während diese wegen des Zuwachses an Offshore-Kapazitäten steigen könnte, schmilzt gleichzeitig die Verpflichtung gegenüber Anlagen ab, die nur mit Verzögerungen an das Netz angeschlossen werden konnten. Aufgrund dieser Unsicherheit werden vereinfacht konstante Umlagegebühren von 2020 bis 2030 unterstellt. Die Expertenkommission möchte aber darauf hinweisen, dass dies nur eine starke Vereinfachung und die tatsächliche Entwicklung zum jetzigen Zeitpunkt noch vollkommen unklar ist.

400. Die Mehrwertsteuer wird nur für Haushaltskunden ausgewiesen. Angenommen ist ein gleichbleibender Satz von 19 % des Gesamtstrompreises.

401. Als staatlich reguliertes Element des Strompreises gilt das Netzentgelt inklusive Messung und Messstellenbetrieb. Die Fortschreibung basiert auf den Prognosen nach Consentec/Fraunhofer ISI (2018), welche einen deutlichen Anstieg der Übertragungsnetzentgelte aufgrund des Ausbaus der Netzinfrastruktur annehmen. Die Abschmelzung der vermiedenen Netzentgelte gemäß NEMoG (Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur) wirkt diesem Trend entgegen, sodass insgesamt von einem konstanten Niveau der Netzentgelte für Haushaltskunden bis 2030 ausgegangen wird. Da die Wirkung der Abschmelzung der vermiedenen Netzentgelte für Industriekunden geringer ist, werden Entgeltanstiege von 15 % bis 70 % bis 2030 prognostiziert. Die Auswirkungen der zunehmenden Eigenversorgung auf die zukünftigen Netzentgelte werden hingegen als gering eingeschätzt. Da Consentec/Fraunhofer ISI (2018) keinen bundesweiten Wert für die Entwicklung der Netzentgelte angeben, stammen die angegebenen Werte in der Tabelle 29 aus einer anteiligen Gewichtung der niedrigsten Schätzung (Netz Düsseldorf) und der höchsten Schätzung (E.dis AG) für 2030. Die Gewichtung wurde so gewählt, dass die Angaben von Consentec/Fraunhofer ISI (2018) für 2017 für diese beiden Netzbetreiber dem bundesweiten Durchschnitt nach BDEW (2020b) entsprechen. Das gleiche Vorgehen wurde in Tabelle 28 für die Mittelspannungsebene angewendet.

402. Die in Tabelle 28 und Tabelle 29 dargestellten Werte für den Marktwert EEG Strom, beziehungsweise den Börsenstrompreis, entstammen Öko-Institut (2020). Diese Werte dienen auch als Grundlage für die Fortschreibung der EEG-Umlage mittels des EEG-Rechners (vgl. oben), sodass dort eine interne Konsistenz besteht. Nach diesen Prognosen wird der Börsenstrompreis bis 2030 weiter ansteigen, konkret auf Werte von 5,16ct/kWh in 2025 und 6,26ct/kWh in 2030. Ähnliche Werte finden sich in der Prognose von ENavi (2018) unter Annahme eines Energy-Only-Marktes ohne Inanspruchnahme der Sicherheitsreserve. Demnach liegt der Börsenstrompreis leicht über 5ct/kWh in 2025 und bei etwa 5,2-5,8 ct/kWh in 2030. Diese Werte sind robust gegenüber verschiedenen Szenarien-Annahmen. Insbesondere der Ausstieg aus der Kernkraft, die Abschaltung von Kohlekraftwerken und ein begrenzter Zubau von Erneuerbaren Energien tragen zu steigenden Stromimporten, und dadurch dann auch Börsenstrompreisen bei.

403. Wie oben dargestellt umfasst das Residuum Abweichungen zwischen den vom BDEW (2020b) ausgewiesen Werten, dem Börsenstrompreis nach Öko-Institut (2020) und, für Industrieabnehmer, dem Netzentgelt nach BNetzA (2020). Demnach umfasst das Residuum insbesondere die Vertriebskosten, die den Abnehmern berechnet werden. Eine Fortschreibung dieser Kosten ist ebenfalls kaum möglich, da sie von den jeweiligen Stromanbietern bestimmt werden und etwa von dem Wettbewerb auf dem Anbietermarkt abhängen. Vereinfacht wird daher der 2020-Wert für die Jahre 2025 und 2030 fortgeschrieben. Es muss daher an dieser Stelle betont werden, dass es sich um keine Prognose der zukünftigen Vertriebskosten handelt. Die Fortschreibung dient ausschließlich der vereinfachten Darstellung, um dieses Kostenelement in den prognostizierten Gesamtausgaben für Strom zu berücksichtigen.

404. Aus dieser Fortschreibung ergibt sich ein leichter Rückgang der Gesamtausgaben für Strom für Haushaltskunden von 38 Mrd. Euro im Jahr 2019 auf 37 Mrd. Euro im Jahr 2025, welche dann bis 2030 konstant bleiben. Dies wird zum einen von Effizienzgewinnen im Stromverbrauch von 2019 zu 2025, und zum anderen von sinkenden Strompreisen von 2019 zu 2030 getrieben. Die sinkenden Strompreise werden durch den starken Rückgang der EEG-Umlage verursacht, was den steigenden Stromabsatz im Jahr 2030 durch den zunehmenden Einsatz von Wärmepumpen überkompensiert. Für Industriekunden ist ein noch stärkerer Rückgang der Strompreise möglich. So sinken die Gesamtausgaben für Strom von 40 Mrd. Euro im Jahr 2019 auf 36 Mrd. Euro im Jahr 2025 und 33 Mrd. Euro im Jahr 2030. Auch dies wird durch den Rückgang der EEG-Umlage und Effizienzgewinne, welche die Stromnachfrage insgesamt sinken lassen, verursacht.

405. Für die weitere Interpretation sollten diese Gesamtausgaben in Relation zu dem Bruttoinlandsprodukt betrachtet werden. BMWi/BMF (2020) berichten für 2019 ein BIP von 3.449 Mrd. Euro und prognostizieren für 2025 ein BIP von 3.957 Mrd. Euro. Demnach bleiben die Gesamtausgaben für Strom anteilig am BIP konstant bei etwa 1 % für Haushalte. Für die Industrie sind die Gesamtausgaben für Strom leicht rückläufig und sinken von 1 % zu 0,9 % des BIPs im Jahr 2025.

Tabelle 28: Fortschreibung der Strompreiselemente und Letztverbraucherausgaben für Haushaltskunden Elektrizität

		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030
Stromabsatz [1]	**[TWh]**	**129**	**128**	**128**	**127**	**125**	**117**	**123**	**129**
Gesamtausgaben [2]	**[Mrd. Euro]**	**37,02**	**36,86**	**37,48**	**37,43**	**38,08**	**36,64**	**37,10**	**36,96**
Gesamtstrompreis [3]	**[ct/kWh]**	**28,70**	**28,80**	**29,28**	**29,47**	**30,46**	**31,31**	**30,16**	**28,65**
Staatlich induzierte Elemente [4]		**14,91**	**15,53**	**16,06**	**15,98**	**15,98**	**16,13**	**14,64**	**11,81**
Stromsteuern [5]		2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05
Konzessionsabgaben [6]		1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66
EEG-Differenzkosten [7]		6,17	6,35	6,88	6,79	6,41	6,76	5,11	2,52
Umlagen (KWKG, §17F EnWG, §18 AbLaV, §19 StromNEV) [8]		0,45	0,86	0,80	0,76	1,01	1,01	1,01	1,01
Mehrwertsteuer [9]		4,58	4,60	4,67	4,71	4,86	4,66	4,82	4,57
Staatlich regulierte Elemente [10]		**6,74**	**7,01**	**7,51**	**7,29**	**7,39**	**7,75**	**7,86**	**8,08**
Netzentgelt inkl. Messung, Messstellenbetrieb [11]		6,74	7,01	7,51	7,29	7,39	7,75	7,86	8,08
Marktgetriebene Elemente (Beschaffung und Vertrieb) [12]		**7,05**	**6,26**	**5,71**	**6,20**	**7,09**	**7,43**	**7,66**	**8,76**
Marktwert EEG-Strom [13]		3,57	3,13	2,68	3,22	4,63	4,93	5,16	6,26
Residuum (Vertrieb) [14]		3,48	3,13	3,03	2,98	2,46	2,50	2,50	2,50

[1] Bis 2019 auf Basis von AGEB (2020a), 2019 vorläufige Werte, 2020 Hochrechnung auf Basis von BDEW (2020a), 2025 und 2030 auf Basis von Prognos/Öko-Institut/Wuppertal-Institut (2020)
[2] Produkt aus [1] und [3]
[3] Summe aus [4], [10] und [12]
[4] Summe aus [5], [6], [7], [8] und [9]
[5], [6], [8] bis 2020 auf Basis von BDEW (2020b), 2025 und 2030 auf Basis der Fortschreibung des 2020-Wertes
[7] Bis 2020 auf Basis von BDEW (2020b), 2025 und 2030 auf Basis von Öko-Institut (2020)
[9] 19 % von der Summe [5], [6], [7], [8], [10] und [12]; für 2020 17,5 % aufgrund der temporären Mehrwertsteuersenkung
[10] Entspricht [11]
[11] Bis 2020 auf Basis von BDEW (2020b), 2025 und 2030 auf Basis von Consentec/Frauenhofer ISI (2018)
[12] Bis 2020 auf Basis von BDEW (2020b), 2025 und 2030 auf Basis der Summe aus [13] und [14]
[13] Öko-Institut (2020)
[14] Bis 2020 Differenz aus [9] und [10], 2025 und 2030 auf Basis der Fortschreibung des 2020-Wertes

Tabelle 29: Fortschreibung der Strompreiselemente und Letztverbraucherausgaben für Industriekunden Elektrizität (Jahresverbrauch 160.000 bis 20Mio. kWh, Mittelspannungsseitige Versorgung)

		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030
Stromabsatz [1]	**[TWh]**	**225**	**227**	**228**	**226**	**218**	**202**	**216**	**214**
Gesamtausgaben [2]	**[Mrd. Euro]**	**34,27**	**35,30**	**38,97**	**40,59**	**40,18**	**35,86**	**35,78**	**32,70**
Gesamtstrompreis [3]		**15,23**	**15,55**	**17,09**	**17,96**	**18,43**	**17,75**	**16,56**	**15,28**
Staatlich induzierte Elemente [4]		**8,04**	**8,55**	**9,07**	**8,99**	**8,95**	**9,30**	**7,65**	**5,06**
Stromsteuern [5]		1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54
Konzessionsabgaben [6]		0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
EEG-Differenzkosten [7]	**[ct/kWh]**	6,17	6,35	6,88	6,79	6,41	6,76	5,11	2,52
Umlagen (KWKG, §17F EnWG, §18 AbLaV, §19 StromNEV) [8]		0,23	0,55	0,54	0,55	0,90	0,90	0,90	0,90
Staatlich regulierte Elemente [9]		**2,12**	**2,06**	**2,26**	**2,36**	**2,33**	**2,39**	**2,59**	**2,80**
Netzentgelt (inkl. Messstellenbetrieb) [10]		2,12	2,06	2,26	2,36	2,33	2,39	2,59	2,80
Marktgetriebene Elemente (Beschaffung, Vertrieb) [11]		**5,07**	**4,94**	**5,76**	**6,61**	**7,15**	**6,08**	**6,31**	**7,41**
Marktwert EEG-Strom [12]		3,57	3,13	2,68	3,22	4,63	4,93	5,16	6,26
Residuum (Vertrieb) [13]		1,50	1,81	3,08	3,39	2,52	1,15	1,15	1,15

[1] Bis 2019 auf Basis von AGEB (2020a); 2019 vorläufige Werte; 2020 Hochrechnung auf Basis von BDEW (2020a); 2025 und 2030 auf Basis von Prognos/Öko-Institut/Wuppertal-Institut (2020)
[2] Produkt aus [1] und [3]
[3] Summe aus [4], [9] und [11]
[4] Summe aus [5], [6], [7] und [8]
[5], [6], [8] bis 2020 auf Basis von BDEW (2020b), 2025 und 2030 auf Basis der Fortschreibung des 2020-Wertes
[7] Bis 2020 auf Basis von BDEW (2020b), 2025 und 2030 auf Basis von Öko-Institut (2020)
[9] Entspricht [10]
[10] Bis 2020 auf Basis von BNetzA (2020), 2020, 2025 und 2030 auf Basis von Consentec/Fraunhofer ISI (2018)
[11] Bis 2020 auf Basis von BDEW (2020b) abzüglich [10], 2025 und 2030 auf Basis der Summe aus [12] und [13]
[12] Öko-Institut (2020)
[13] Bis 2020 Differenz aus [11] und [12], 2025 und 2030 auf Basis der Fortschreibung des 2020-Wertes

11 Globale Schlüsseltechnologien für Wasserstoff und synthetische Energieträger

Das Wichtigste in Kürze

Regenerativer Wasserstoff und synthetische Energieträger werden eine Schlüsselrolle für das Erreichen der Klimaneutralität bis zum Jahr 2050 spielen. Neben der EU, Deutschland und einigen deutschen Bundesländern haben im Jahr 2020 auch Finnland, Frankreich, Italien, die Niederlande, Norwegen, Portugal, Spanien und weitere Länder im internationalen Kontext Wasserstoffstrategien vorgelegt. Diese Strategien unterstreichen das ökonomische und ökologische Potential des Energieträgers und sollen dessen breite Nutzung vorbereiten.

Wasserstoff und synthetische Energieträger werden in einem integrierten Energiesystem in einer Vielzahl von Anwendungsbereichen zum Einsatz gebracht werden. Im Stromsektor kann Wasserstoff genutzt werden, um Versorgungslücken in einem vollständig auf erneuerbaren Energien beruhenden System auszugleichen (vgl. Kapitel 7). Im Verkehrssektor bieten sich Wasserstoff und synthetische Kraftstoffe, aufgrund ihrer hohen Energiedichte vor allem für Anwendungen an, die schlecht direkt elektrifizierbar sind, aber gleichzeitig eine hohe Antriebsleistung über eine längere Fahrtstrecke voraussetzen (z. B. Schwerlast-Lkw, Schiffe, Züge, Flugzeuge) (vgl. Kapitel 9). Darüber hinaus kann Wasserstoff im Gebäudebestand und in Innenstädten eine ergänzende Rolle bei der Gebäudewärme übernehmen (vgl. Kapitel 8). Neben den genannten und in der Stellungnahme behandelten energiebezogenen Anwendungsfeldern wird die Bedeutung von grünem Wasserstoff z. B. in der Stahlfertigung oder als Grundstoff in der chemischen Industrie stark zunehmen.

Um die breite Nutzung von Wasserstoff und synthetischen Energieträgern zur Defossilisierung zu ermöglichen, müssen häufig komplexe Wertschöpfungsketten (Erzeugung, Logistik, vielfältige Anwendungen) aufgebaut oder transformiert werden, an denen eine Vielzahl von Akteuren beteiligt sind. Die Attraktivität von Geschäftsmodellen entlang dieser Wertschöpfungsketten ist für einzelne Akteure nur dann gegeben, wenn gleichzeitig andere entlang der Wertschöpfungskette aktiv werden. Dieses Koordinationsproblem kann am besten durch marktorientierte Anreize adressiert werden, wird aber in einer Übergangszeit der Unterstützung durch den Staat bedürfen. Eine CO_2-orientierte Energiepreisreform, wie sie die Expertenkommission vorschlägt, gewinnt vor diesem Hintergrund umso mehr an Dringlichkeit. Gerade mit Blick auf Wasserstoff und synthetische Energieträger sind zusätzlich komplementäre Maßnahmen notwendig, die die Wirkung der preislichen Anreize verstärken. Dazu gehört der Aufbau einer Infrastruktur sowohl zur Verteilung des Wasserstoffs, als auch zur bedarfsgerechten Betankung von Fahrzeugen, was die Nutzung von Wasserstofftechnologien erst ermöglicht bzw. attraktiver macht.

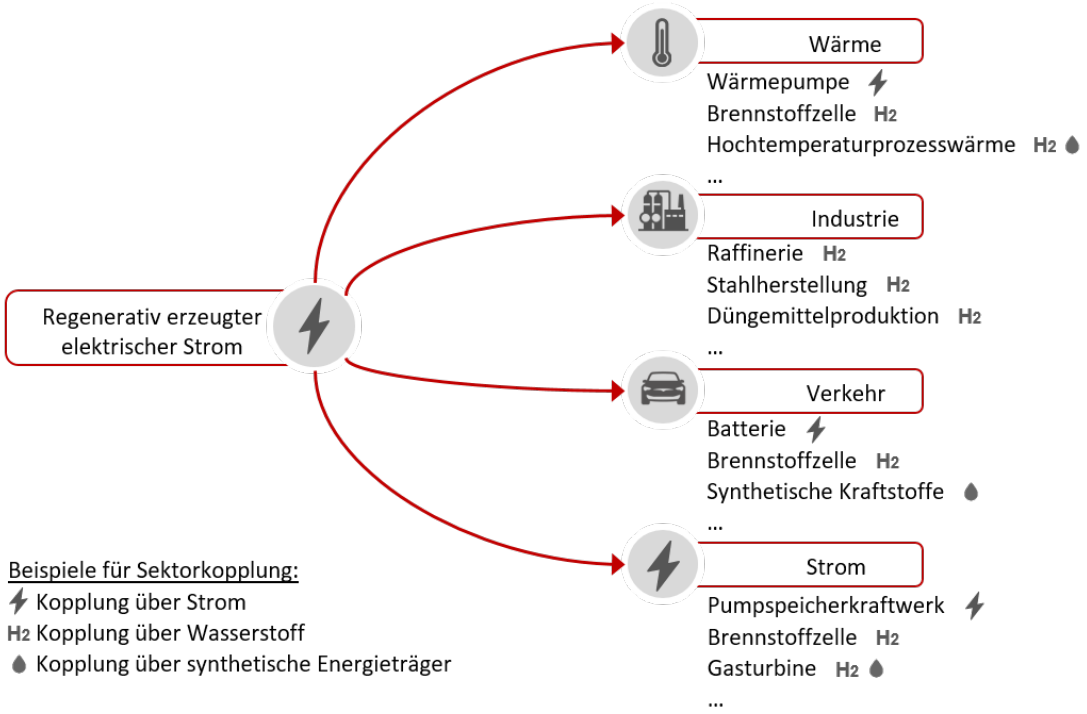
Die Produktion von erneuerbarem Wasserstoff in Deutschland ist ein Schlüssel zur Stärkung der Technologiekompetenz entlang der gesamten Wertschöpfungskette bis hin zu den Anwendungen und somit essenziell für die Positionierung als Leitmarkt. Insbesondere im Bereich der industriellen Produktion von Schlüsselkomponenten einer Wasserstoffwirtschaft besitzen deutsche Unternehmen komparative Vorteile, die vor dem Hintergrund der internationalen Konkurrenz zeitnah in Produkte und Anwendungen umgesetzt werden sollten.

Deutschland wird langfristig den größten Teil seines Bedarfs an grünem Wasserstoff importieren. Dafür müssen frühzeitig stabile Partnerschaften auf Augenhöhe angestrebt werden, die neben technisch-ökonomischen Faktoren auch umweltbezogene und soziale Aspekte berücksichtigen. Die Einhaltung ganzheitlicher Nachhaltigkeitskriterien, die konsequente Umsetzung und aufmerksame Begleitung der RED II Verordnung sind zwingend notwendig. Die nationale Wasserstoffstrategie greift viele dieser Handlungsfelder erfreulicherweise bereits auf und bietet eine gute Grundlage für die nächsten Umsetzungsschritte.

406. Regenerativer Wasserstoff, darauf basierende Industrierohstoffe und synthetische Energieträger (synFuels) spielen eine Schlüsselrolle für das Erreichen der Klimaneutralität bis zum Jahr 2050. Sie sind vielfältig einsetzbar. Anwendungen liegen im Verkehrssektor, bei der Speicherung von Strom, in der Industrie und im Wärmesektor (vgl. Abbildung 41). Im Verkehrssektor ergeben sich für synthetische Kraftstoffe insbesondere dort Einsatzgebiete, in denen weder Batterie- noch Brennstoffzellenantriebe zumindest mittelfristig technologisch in Frage kommen, z. B. im Luft- und internationalen Seeverkehr (NPM, 2019). Für die Defossilisierung wichtiger Bereiche der energieintensiven Industrie, etwa der Stahlindustrie oder der chemischen Industrie, ist Wasserstoff nach aktuellem Wissensstand die einzig sinnvolle Alternative. Dies gilt auch für die saisonale Stromspeicherung, für die Wasserstoff oder synthetisches Methan infrage kommen. Die Europäische Union, zahlreiche europäische Staaten und auch einzelne Bundesländer entwickeln zurzeit Wasserstoffstrategien und Roadmaps. Ein gutes Zusammenspiel bei der Umsetzung dieser politischen Initiativen – sei es mit Blick auf energie- und klimapolitische Rahmenbedingungen, Förderprogramme oder Koordinationsmechanismen – ist zentral dafür, industriepolitische Chancen für die europäische Wirtschaft zu heben und daher unbedingt anzustreben (Sachverständigenrat, 2020; Grimm, 2020).

407. Wasserstofftechnologien können perspektivisch ein wichtiges Standbein der deutschen Binnen- und Exportindustrie werden. In vielen relevanten Wirtschaftsbereichen wie dem Maschinen- und Anlagenbau, der Automobil- und Automobilzulieferindustrie sowie der Chemischen Industrie sind deutsche Unternehmen weltweit führend und haben das Potenzial, Produkte und Dienstleistungen für eine globale Wasserstoffwirtschaft zu liefern und somit Wertschöpfung für Deutschland zu heben. Dabei ist die Positionierung Deutschlands als Leitmarkt für Wasserstofftechnologien essenziell und ermöglicht es deutschen Unternehmen, ihr vorhandenes Potential auf wasserstoffbasierte Technologien zu übertragen und bei der Gestaltung von Standards und Normen maßgeblich mitzuwirken.

Abbildung 41: Wasserstoff und synthetische Energieträger als entscheidendes Bindeglied bei der Defossilisierung verschiedener Sektoren mittels Nutzung erneuerbarer Energien



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von H2.B (2020)

Box 2: Infobox zur Farbenlehre beim Wasserstoff (aus Nationaler Wasserstoffstrategie)

Grauer Wasserstoff: Basiert auf dem Einsatz von fossilen Kohlenwasserstoffen. Maßgeblich ist die Dampfreformierung von Erdgas. Die Erzeugung ist mit CO_2-Emissionen verbunden.

Blauer Wasserstoff: Die Erzeugung wird mit einem CO_2-Abscheidungs- und -Speicherungsverfahren gekoppelt (engl. Carbon Capture and Storage, CCS). Die Wasserstoffproduktion kann bilanziell als CO_2-neutral betrachtet werden.

Türkiser Wasserstoff: Herstellung erfolgt über die thermische Spaltung von Methan (Methanpyrolyse). Anstelle von CO_2 entsteht dabei fester Kohlenstoff. Voraussetzungen für die CO_2-Neutralität des Verfahrens sind die Versorgung mit elektrischer und thermischer Energie aus erneuerbaren oder CO_2-neutralen Energiequellen für die Pyrolyse sowie die dauerhafte Bindung des Kohlenstoffs.

Grüner Wasserstoff: Wird durch Elektrolyse von Wasser hergestellt, wobei für die Elektrolyse ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien zum Einsatz kommt. Unabhängig von der gewählten Elektrolysetechnologie erfolgt die Produktion von Wasserstoff CO_2-frei.

Quelle: BMWi (2020)

11.1 Transformation und Ergänzung bestehender Wertschöpfungsketten

408. Um Wasserstoff und synthetische Energieträger in großem Maßstab einsetzen zu können, ist die Transformation und Ergänzung bestehender Infrastrukturen, Liefer- und Wertschöpfungsketten notwendig. Eine zentrale Voraussetzung ist der schnelle Hochlauf der industriellen Produktion von Schlüsselkomponenten einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft in Deutschland und Europa. Dies ist auch aus industriepolitischen Gründen unbedingt anzustreben (vgl. Kapitel 2). Mit dem Ausbau und der Planung muss jetzt frühzeitig begonnen werden, um Verzögerungen durch Genehmigungs- und mögliche Gerichtsverfahren abzufedern und auch die ambitionierten Klimaschutzziele des Green Deal zu erreichen.

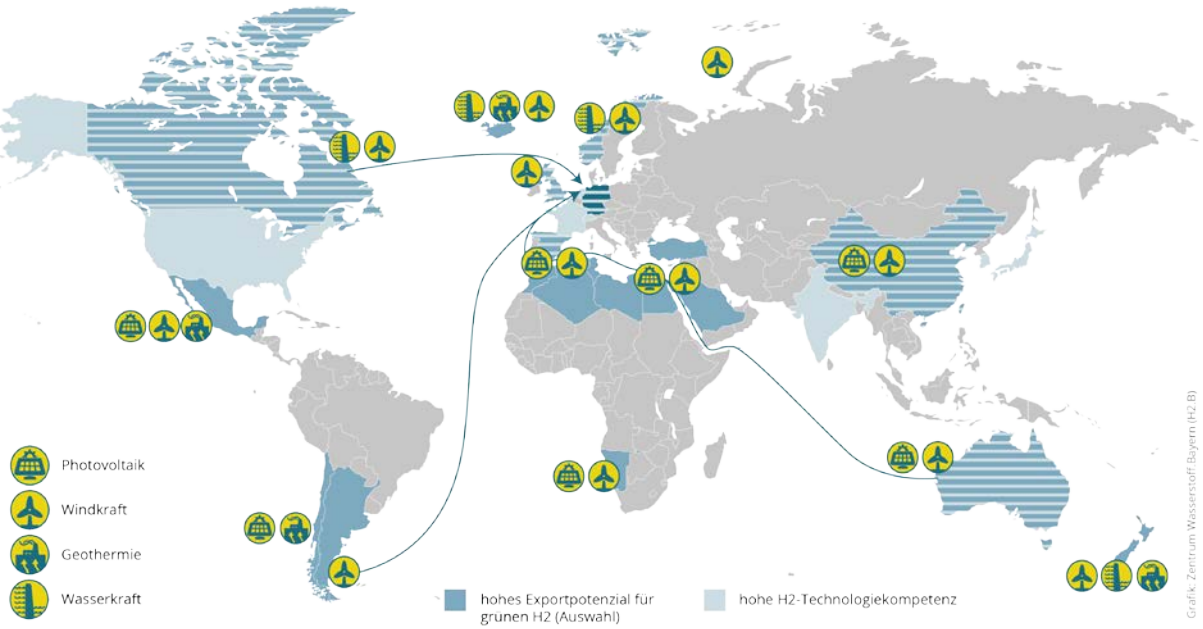
409. In Deutschland wird mittel- und langfristig nur ein Teil der Nachfrage aus dem Inland bedient werden können. Große Mengen werden daher aus europäischen und außereuropäischen Staaten importiert werden. Ein Teil der deutschen Importe wird aus europäischen Staaten kommen, in denen günstige Bedingungen für erneuerbare Energien herrschen. Importe können auch aus Ländern außerhalb Europas stammen, mit denen schon heute Energiepartnerschaften bestehen. Es gibt aber auch zahlreiche Regionen weltweit, in denen Wasserstoff zu günstigen Bedingungen produziert werden kann und mit denen neue Energiepartnerschaften sinnvoll sind (vgl. Fraunhofer, 2017; Runge et al., 2020). Teilweise existieren gerade in diesem Zusammenhang interessante Ko-Benefits. Energieabhängigkeiten können so mittel- bis langfristig diversifiziert werden. Zu beachten ist allerdings, dass die Partnerschaften stets von beiderseitigem Nutzen sein sollten und die inländische Versorgung des Exportlands mit erneuerbaren Energien nicht behindern dürfen. Vor diesem Hintergrund begrüßt die Expertenkommission, dass die nationale Wasserstoffstrategie neben 7 Mrd. Euro für den Markthochlauf von Wasserstofftechnologien auch 2 Mrd. Euro für internationale Partnerschaften in Aussicht stellt.

410. Elektrolyseanlagen und weitere Anlagen zur Herstellung von synthetischen Energieträgern wie Syntheseanlagen etc. sollten an Standorten und in Regionen mit günstigen Bedingungen zur Erzeugung erneuerbaren Stroms errichtet werden. In Deutschland verhindern aktuell hohe, staatlich induzierte Preisbestandteile und deutschlandweit einheitliche Strompreise einen wirtschaftlichen Betrieb von Elektrolyseanlagen (Runge et al., 2019). Hier sind Anpassungen in Form einer Energiepreisreform dringend geboten (vgl. unten). Übergangsweise kann eine Befreiung der Anlagen von der EEG-Umlage geeignet sein, die unmittelbaren Betriebskosten zu senken. Eine umfassende Energiepreisreform wäre jedoch besser geeignet, die Kosten der Elektrolyse zu senken und auch die Wirtschaftlichkeit aller Nebenanlagen zu erhöhen, ohne dass Abgrenzungsprobleme gelöst werden

müssen oder Schieflagen aufgrund der Umlage der EEG-Zahlungen auf die Endverbraucher sowie klein- und mittelständische Unternehmen (Nationaler Wasserstoffrat, 2020a). Power Purchase Agreements (PPAs) könnten ebenfalls zu einer besseren Nutzung von Vorzugsstandorten beitragen und darüber hinaus die Nutzung von erneuerbarem Strom für die Elektrolyse sicherstellen.

411. Der Verbrauch von Wasserstoff und wasserstoffbasierten Produkten wird in einem klimaneutralen Deutschland erheblich ansteigen. Prognosen sehen den Wasserstoffbedarf in Deutschland 2050 zwischen 225 und 800 TWh_{H2} (6.750.000 - 24.000.000 t_{H2}) pro Jahr (Hebling et al., 2019; Robinius et al., 2019; IN4climate.NRW, 2019; Prognos/Öko-Institut/Wuppertal Institut, 2020), was bei einer elektrolytischen Erzeugung in etwa einem Strombedarf von 375 – 1.333 TWh_{el} gleichkommt. Zum Vergleich: Die Nettostromerzeugung Deutschlands lag 2019 bei 518 TWh_{el}. Darüber hinaus sind die Bedingungen für erneuerbare Energien wie Windkraft oder Photovoltaik in vielen Ländern deutlich besser als in Deutschland und die Wasserstoffgestehungskosten damit erheblich niedriger. Es ist daher davon auszugehen, dass ein Großteil des Wasserstoffs und wasserstoffbasierter Produkte importiert werden wird.

Abbildung 42: Potentielle Partner und Transportrouten einer globalen Wasserstoffwirtschaft (nicht erschöpfend)



Copyright Zentrum Wasserstoff.Bayern

412. Aufgrund seiner geringen Dichte bei Normbedingungen muss Wasserstoff für eine effiziente Logistik entweder komprimiert, durch Abkühlung verflüssigt oder chemisch gebunden werden. Alle genannten Verfahren sind mit Verlusten verbunden. Sowohl die Kompression als auch die Verflüssigung sind sehr energieintensiv. Bei der chemischen Bindung entstehen neben Wärme häufig Nebenprodukte wie Wasser, die einen Teil des Wasserstoffs binden und diesen somit für die weitere Verwendung unbrauchbar machen. Als Transportmittel eignen sich generell alle gängigen straßen-, schienen- oder wasserbasierten Transportmittel. Für komprimierten Wasserstoff oder chemisch in einer Flüssigkeit oder einem Gas gebundenen Wasserstoff ist darüber hinaus auch der Transport über ein Rohrleitungsnetz attraktiv. Ähnlich wie beim Vergleich zwischen batterieelektrischen und wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen schließen sich auch die verschiedenen Logistikkonzepte nicht gegenseitig aus, sondern ergänzen sich zu optimierten Systemen. Für sehr lange interkontinentale Transportwege ist die

chemische Bindung besonders kosteneffizient. Dabei korrelieren die Wasserstoffimportkosten auf Grund der günstigen Logistik mittels Tanker nur sehr schwach mit der Transportdistanz (Runge et al., 2020). Das Konzept der Gasrohrleitung ist bei einer Vielzahl von Einspeise- und Entnahmepunkten sowie langen Entfernungen in Verbindung mit großen Volumenströmen besonders attraktiv (Niermann et al., 2019). Für kürzere Strecken und kleinere Mengen bietet sich dagegen der straßengebundene Transport an (Reuß et al., 2017).

413. Der internationale Handel mit erneuerbaren Energieäquivalenten auf der Basis von Wasserstoff dürfte erhebliche Auswirkungen auf die globalen Lieferketten haben. Produktionsprozesse, die sehr stark von den Kosten des Wasserstoffs getrieben sind, könnten zukünftig in die geographische Nähe von Wasserstoffquellen verlagert werden. Das Importprodukt für Deutschland wäre in einem solchen Szenario nicht mehr grüner Wasserstoff, sondern wären vielmehr grüne Zwischen- und Endprodukte wie Methanol, Ammoniak oder Stahl. Eine solche Entwicklung dürfte große Auswirkungen auf den Industriestandort Deutschland haben. Es ist daher essenziell frühzeitig ein geeignetes Konzept zu erarbeiten, um den betroffenen Unternehmen Investitions- und Planungssicherheit zu geben, diese Wertschöpfung in Deutschland zu erhalten.

414. Mit Blick auf die Auswahl der internationalen Partner sind nicht lediglich technisch-ökonomische (Kosten-) Faktoren relevant. Als weitere Selektionskriterien kommen Faktoren in Frage wie das gegenwärtige Niveau des Einsatzes von Wasserstofftechnologien, die Mitgliedschaft in einem gemeinsamen Politik- oder Wirtschaftsraum, bestehende Handelspartnerschaften auf angrenzenden Gebieten, existierende Kooperationen auf Firmenebene sowie gemeinsame Infrastrukturen (Westphal et al., 2020). Im Sinne einer umfassenderen Perspektive der Nachhaltigkeit sollten daneben aber auch umweltbezogene und soziale Aspekte eine Rolle spielen. Dies ist stimmig mit der Nationalen Wasserstoffstrategie, die darauf abzielt, die Versorgung mit Wasserstoff und dessen Folgeprodukten sowie die Zusammenarbeit mit potenziellen Produktionsländern nachhaltig zu gestalten. Dies betrifft Aspekte wie die Treibhausgasbilanz der Wasserstofferzeugung, Wertschöpfung, geopolitische Stabilität und Kapazitäten in Entwicklungsländern (sowie Möglichkeiten, diese zu fördern), Fragen der Akzeptanz in der Bevölkerung etc. (vgl. Kapitel 13).

415. Die Entwicklung einer umfassenden Logistik für Wasserstoff und darauf basierenden synthetischen Energieträgern ist eine zentrale Voraussetzung für deren großskaligen Einsatz (vgl. Kapitel 6.3). Hierzu zählt die Ertüchtigung und Anpassung von Hafenanlagen (für Importe), eine Infrastruktur zum Transport in die Verbrauchszentren sowie eine Verteillogistik (Nationaler Wasserstoffrat, 2020b). Wo immer möglich, sollten bestehende Infrastrukturen genutzt werden, um die Kosten des Umstiegs gering zu halten. Dies kann möglicherweise technologische Innovationen erforderlich machen. Die Verteilung von Wasserstoff und der darauf basierenden synthetischen Energieträger kann aufgrund verschiedenster Logistik-Optionen in großen Teilen wettbewerblich organisiert werden. An verschiedenen Stellen sind jedoch Technologie- und Standardisierungsentscheidungen notwendig, um notwendige privatwirtschaftliche Investitionen auszulösen. Dies betrifft beispielsweise die Tankstelleninfrastruktur für Wasserstoff (Grimm, 2020).

416. Ohne den Realeinsatz von Technologien können perspektivisch keine wettbewerbsfähigen Produkte auf den Märkten etabliert werden. Daher ist ein Hochlauf der Aktivitäten im Inland entlang der gesamten Wertschöpfungskette unbedingt anzustreben. Die energiepolitischen Rahmenbedingungen sind hier ganz entscheidend: Je ambitionierter die CO_2-Bepreisung und je niedriger die staatlich induzierten Preisbestandteile, desto geringer der Umfang der notwendigen Fördermaßnahmen. Energiepolitische Rahmenbedingungen sind aber nicht nur wichtig, um die Kosten der notwendigen Förderung möglichst gering zu halten. Eine Etablierung der richtigen Anreize über Preissignale führt auch zur notwendigen Koordination der Akteure. Denn: für die Wirtschaftlichkeit einzelner Geschäftsmodelle ist die Entwicklung der gesamten Wertschöpfungskette essenziell.

417. In naher Zukunft werden grüner Wasserstoff und synthetische Energieträger noch nicht in ausreichender Menge kostengünstig verfügbar sein. Um einen schnellen Hochlauf zu ermöglichen, ist in einer Übergangsphase der Einsatz von emissionsneutralem Wasserstoff zu erwägen, der nicht mittels Elektrolyse oder aus Biomasse hergestellt wurde (CCS, CCU). Wichtig ist in diesem Zusammenhang ein klares Bekenntnis, schnellstmöglich die Nutzung grünen Wasserstoffs anzustreben, um für die Sektoren Verkehr und Industrie ausreichend regenerative Energieträger bereitstellen zu können. Außerdem ist darauf zu achten, dass dabei nur Infrastrukturen aufgebaut werden, die am Ende auch für grünen Wasserstoff und synthetische Kraftstoffe in vollem Umfang genutzt werden können.

418. Für die Wettbewerbsfähigkeit von grünem Wasserstoff sind entsprechende Kostendegressionspotentiale zu heben. Auch wenn gegenwärtig derartige Anlagen in der Regel nur für Nischenanwendungen in Frage kommen, so ist in den nächsten zehn Jahren mit großindustriellen Anwendungsmöglichkeiten zu rechnen. Beispielsweise wurde für hybride Systeme (renewable power-to-gas) eine Degression der Kosten in der Größenordnung von 3,23 Euro/kg auf 2,50 Euro/kg in der kommenden Dekade ermittelt (Glenk und Reichelstein, 2019). Zum Vergleich: Die Kosten für die graue Wasserstoffgewinnung aus Erdgas liegen aktuell bei 1 bis 2 Euro/kg (bei diesem Prozess kommt es jedoch zum Ausstoß von CO_2-Emissionen). Die Kosten beim blauen Wasserstoff, bei dem die Anlagen des grauen Wasserstoffs genutzt, aber die im Produktionsprozess entstehende CO_2-Emissionen unterirdisch einlagert werden, werden aktuell auf knapp über 2 Euro/kg geschätzt; die Datenlage hier ist jedoch dürftig aufgrund der geringen Anzahl an Projekten weltweit. Übersetzt in CO_2-Vermeidungskosten ergeben sich für grünen Wasserstoff Kosten von rund 170 bis 430 Euro/t CO_2 (2030) bzw. 110 bis 360 Euro/t CO_2 (2050), für grauen Wasserstoff von 120 bis 360 Euro/t CO_2 (2030) bzw. 100 bis 300 Euro/t CO_2 (2050) (Wuppertal Institut, 2019, 2020). Diesen Kosten ist etwa ein für 2030 geschätzter CO_2-EU ETS-Zertifikatepreis von 50 Euro/t CO_2 gegenüberzustellen (angenommen in der Studie „Klimaneutrales Deutschland“, Prognos/Öko-Institut/Wuppertal Institut, 2020). Die Zertifikatspreise in der langen Frist sind mit größerer Unsicherheit behaftet, dürften aber deutlich höher liegen. Zudem ist zu beachten, dass mit zukünftig zu erwartender steigender Leistung der Elektrolyseure auch der Anteil der Investitionskosten an den Gestehungskosten sinkt, sodass die Stromkosten immer bedeutender werden. Daher soll auch an dieser Stelle auf den Vorschlag der Expertenkommission verwiesen werden, die Strompreise als Stellgröße für eine Reform des Energiepreissystems heranzuziehen und somit die Sektorkopplung zu befördern (vgl. Kapitel 3).

419. Neben diesen wichtigen Kostendegressionseffekten auf der Angebotsseite sollten jedoch nicht die Endkonsumenten aus dem Blick verloren werden. In Studien werden Endkonsumenten häufig als Barrieren für die Adaption von Wasserstofftechnologien wahrgenommen bzw. als Parameter, die es zu modellieren, und nicht als Ressource, die es zu erschließen gilt. Stattdessen sollten auch Präferenzen und Einstellungen von Endkonsumenten erforscht werden. Die betrifft nicht nur das Design von Technologien selbst (Martin et al., 2020), sondern auch die Eigenschaften von deren Wasserstoffprodukten (z. B. Sicherheitsaspekte, CO_2-Rucksäcke, Herkunft etc.).

11.2 Transformation im Verkehrssektor

420. Im Bereich der Mobilität sind grüner Wasserstoff und synthetische Kraftstoffe heute noch nicht wettbewerbsfähig im Vergleich zu Wasserstoff auf der Basis fossiler Energieträger und konventionellen Kraftstoffen. Dies kann mittelfristig aber durch die Zertifizierung der verursachten CO_2-Emissionen in Kombination mit einer angemessenen Bepreisung von CO_2-Emissionen erreicht werden. Neben den in ihrem weiteren Potenzial eng begrenzten Biokraftstoffen bieten strombasierte Kraftstoffe bereits mittelfristig eine Möglichkeit, um zur Defossilisierung des Verkehrssektors beizutragen. Während diese Kraftstoffe kompatibel zu vorhandenen Antrieben sind, erfordert die Nutzung von Wasserstoff neue Antriebsformen. Angesichts der Tatsache, dass sowohl national

als auch international größere Kapazitäten für die Herstellung von Wasserstoff/Brennstoffzellenfahrzeugen erst aufgebaut werden, ist derzeit offen, wie sich die Verfügbarkeit von Brennstoffzellenfahrzeugen in den kommenden Jahren entwickelt. Bis 2030 werden bis zu 100.000 Nutzfahrzeuge (von ca. 680.000 Fahrzeugen) für Deutschland erwartet, bei den Pkw dagegen maximal 350.000 Fahrzeuge (von ca. 46 Mio. Fahrzeugen) (vgl. NPM, 2020). Die mittelfristig notwendigen Infrastrukturen müssen bereits jetzt mitbedacht werden (vgl. Kapitel 6).

421. Wenngleich der Anteil von Fahrzeugen mit einem H_2/Brennstoffzellen-Antrieb vorläufig – vor allem im Personenverkehr – einen eher geringen Anteil ausmachen wird, sollten bereits jetzt Fragen der Akzeptanz durch die Endkunden/Endnutzer Berücksichtigung finden, da neben der grundsätzlichen Verfügbarkeit die Akzeptanz neuer Kraftstoffe und Fahrzeugantriebe eine wesentliche Rolle für die Einführung und Nutzung dieser Technologie spielen wird. Das gilt auch für gewerbliche Verkehre, wo allerdings ökonomische Kriterien absolut im Vordergrund stehen werden. Im (individuellen) Personenverkehr hat sich in der Vergangenheit mehrfach gezeigt (Einführung E10, LNG-/CNG-Antriebe, Elektrofahrzeuge), dass der Preis allein keine ausreichende Incentivierung bietet, sofern mit dem Wechsel auf andere Kraftstoffe oder Antriebe Unsicherheiten bzgl. deren Einsatzfähigkeit verbunden sind oder eine Veränderung von Routinen und Nutzungsgewohnheiten notwendig ist. Akzeptanzfördernde Maßnahmen umfassen ein breites Spektrum, das sich zwischen Kommunikation, Infrastrukturausbau und Regulierung bewegt. Für den Infrastrukturausbau sind anbieterseitig die Investitions- und Betriebskosten für die Kraftstoffbereitstellung und nutzerseitig das Handling bei der Betankung relevant. Der Forschungsbedarf in diesem Bereich ist erheblich.

422. Im Rahmen des Green Deal ist eine entsprechende Anpassung der Renewable Energy Directive (RED II) im Verkehrssektor anzustreben. Nach der aktuellen Fassung verpflichtet jeder Mitgliedstaat die Kraftstoffanbieter dafür zu sorgen, dass der Anteil erneuerbarer Energie am Endenergieverbrauch des Verkehrssektors bis 2030 einem von dem betreffenden Mitgliedstaat festgelegten indikativen Zielpfad entsprechend mindestens 14 % beträgt (einschließlich Mehrfachanrechnungen). Werden im Zuge des Green Deal ambitioniertere Klimaziele formuliert, so ist aller Voraussicht nach ein deutlich höherer regenerativer Kraftstoffanteil notwendig. Es sollte vor diesem Hintergrund eine einheitliche Anhebung der Untergrenze erfolgen, z. B. auf 20 % oder höher (ohne Mehrfachanrechnung). Aus Aspekten der direkten und indirekten Landnutzungsänderung sollte jedoch auf höhere Quoten von Kraftstoffen aus Anbaubiomasse weitestgehend verzichtet werden. Den anzupassenden Mindestanteil an regenerativen Kraftstoffen gilt es dementsprechend durch den Einsatz von Kraftstoffen aus Abfall- und Reststoffen, Altölen und Strom zu erreichen. Darüber hinaus gibt es in der aktuellen Fassung der RED II die Möglichkeit der Mehrfachanrechnung des Energiegehalts bestimmter regenerativer Kraftstoffe. So kann beispielsweise der Anteil erneuerbarer Elektrizität mit dem Vierfachen ihres Energiegehalts veranschlagt werden, wenn sie für Straßenfahrzeuge bereitgestellt wird. Im Vergleich hierzu kann der Energiegehalt von Wasserstoff und anderen synthetischen Kraftstoffen nicht-biogenen Ursprungs nur mit dem Einfachen angerechnet werden. Darüber hinaus ist die Anerkennung von den aus dem außereuropäischen Ausland importierten synthetischen Kraftstoffen immer noch offen. Diese ungleichen Anrechnungsmöglichkeiten von erneuerbaren Energien können u. a. zu falschen Anreizen führen. Hierbei sollte eine differenziertere Berücksichtigung erfolgen, die eine effizientere Wahl der nachhaltigen Antriebsform je nach Verkehrsbereich (z. B. Individualverkehr, Güterverkehr oder Luft- und internationale Schifffahrt) anreizt. Eine Pönale bei Nichterreichen des Zielwertes könnte sich bspw. an den bereits existierenden Pönalen orientieren, die explizit für Zielverfehlungen im Bereich der Biokraftstoffe (470 Euro/CO_2-Äq., § 37c des Bundesimmissionsschutzgesetz) und implizit für die CO_2-Flottengrenzwerte bei Pkw (EU-Verordnung 2019/631) gelten (Nationaler Wasserstoffrat, 2020c).

11.3 Instrumente und Zertifizierung

423. Um heimische Wertschöpfung im Rahmen der entstehenden Wasserstoffwirtschaft zu etablieren, sollte die Bundesregierung mit marktlichen Instrumenten den Rahmen schaffen, in dem Unternehmen ihre nicht nur kurzfristigen, sondern langfristigen Chancen finden und ergreifen können. Verwiesen wird hier auf die von der Expertenkommission vorgeschlagene CO_2-Bepreisung als Leitinstrument der Energiewende bei gleichzeitig anzustrebender Strompreisreform (vgl. Kapitel 3), die insbesondere für grünen Wasserstoff relative Wettbewerbsvorteile schafft und somit der gewünschten Sektorkopplung dient. Dabei ist gerade an die Absenkung der EEG-Umlage zu denken. Es ist unmittelbar einleuchtend, dass Elektrolyseure besonders davon profitieren würden, käme es zu einem vollständigen Wegfall der Umlage für erneuerbare Energien. Über deren Befreiung wird in der aktuellen Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2021) diskutiert, auch wenn fraglich bleibt, ob eine Befreiung beihilferechtlich möglich ist. Weitergehende Impulse würden aber für die Energiewende ausgehen, wenn die EEG-Umlage generell (und nicht nur für einzelne Akteure) entfiele bei gleichzeitigem Anstieg sektorübergreifender CO_2-Preise.

424. Zwar schafft eine allgemeine CO_2-Bepreisung, im Gegensatz zu einer Vielzahl von nicht aufeinander abgestimmten kleinteiligen Regelungen, den geeigneten langfristigen Handlungsrahmen für Unternehmen in der zukünftigen Wasserstoffwirtschaft, dennoch sind ergänzende Instrumente und Maßnahmen gerade in der kurzen und mittleren Frist sinnvoll. Beispielsweise tragen in der Anfangsphase des Markthochlaufes innovative Unternehmen, die sich schnell positionieren, besonders hohe Risiken bzw. sind besonderen Unsicherheiten ausgesetzt, die durch ergänzende Instrumente abgefedert werden können: Forschungsförderung kann Wissensexternalitäten adressieren, die ansonsten dazu führen würden, dass Innovatoren zu wenig in die Wissensproduktion investieren. Auch der vorausschauende Aufbau von Fachkräften stellt ein wichtiges Element dar. Zertifizierungssysteme tragen dazu bei, klimarelevante Eigenschaften von wirtschaftlichen Aktivitäten transparent zu machen und können privates Kapital mobilisieren, das darauf vertraut, dass Deutschland entschlossen den Weg in die Klimaneutralität geht. Auf bestimmte Bereiche sowie zeitlich beschränkt können Quotenregelungen dabei helfen, synthetische Energieträger in Kraftstoffe oder Gaslieferungen zu integrieren, um größere Planungssicherheit bei Unternehmen hinsichtlich der Nachfrage nach H_2-Produkten zu schaffen (analog zu den Biokraftstoffquoten). Alternativ könnten Carbon Contracts for Difference die Risiken eines möglicherweise zu hohen CO_2-Preises von den Investoren auf die öffentliche Hand umlegen (eine analoge Preisgarantie wurde mit den EEG-Vergütungssätzen gegeben) (vgl. auch Sachverständigenrat, 2020).

425. Hinsichtlich eines Standards bei der Zertifizierung soll an dieser Stelle auf das europäische CertifHy-Projekt (“Designing the 1st EU-wide Green and Low Carbon Certification System”) verwiesen werden, welches auf Initiative der Europäischen Kommission in einem Konsortium u. a. mit deutscher Beteiligung (TÜV Süd, Ludwig Bölkow Systemtechnik) entwickelt wird und die Erfahrungen von mehr als 900 Mitgliedern auf ihrer Stakeholder-Plattform mit einbezieht. Das Pilotprojekt zielt darauf ab, europäische Hersteller und Konsumenten über die Herkunft von Wasserstoff und über dessen Umwelteigenschaften zu informieren, um einen transparenten europäischen Markt für grünen Wasserstoff zu schaffen bzw. regulatorischen Erfordernissen nachzukommen. Hinsichtlich der Umwelteigenschaften geht es um die Treibhausgas-Intensität, welche auf einen Benchmark – die Treibhausgas-Intensität der grauen Wasserstoffproduktion aus Erdgas – bezogen wird. Dabei werden zwei Labels unterschieden: CertifHy Green Hydrogen für grünen Wasserstoff und CertifHy Low Carbon Hydrogen für Wasserstoff, der mindestens 60 % weniger Emissionen verursacht als der Benchmark. Bislang wurden mehr als 76.000 Herkunftsnachweise herausgegeben. Im Rahmen der anstehenden Umsetzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (RED II) besteht zu solchen Herkunftsnachweisen

(elektronischen Dokumenten) eine gesetzliche Pflicht bei Elektrizität, Wärme und Kälte sowie Gasen einschließlich Wasserstoff, um gegenüber einem Endkunden auszuweisen, dass ein bestimmter Anteil oder eine bestimmte Menge an Energie aus erneuerbaren Quellen produziert wurde.

426. Auch der TÜV Süd möchte mit der Zertifizierung „Green Hydrogen“ für mobile und stationäre Anwendungen den Nachweis erbringen, dass regenerativ hergestellter Wasserstoff mit deutlich geringeren Treibhausgas-Emissionen behaftet ist als herkömmlich erzeugter Wasserstoff oder fossile Kraftstoffe. Die Zertifizierung ergänzt weitere Zertifikate des TÜV Süd, etwa die Zertifizierung der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien (Erzeugung EE) sowie die Zertifizierung des Handels mit erneuerbaren Energien (Handel EE). Je nach Verfahren (Elektrolyse mit Strom aus erneuerbaren Energien, Dampf-Reforming von Biogas, Pyro-Reforming von Glyzerin aus Biodieselproduktion) und Erzeugungszeitpunkt werden verschiedene Versionen des Prüfzeichens unterschieden. Abhängig vom Erzeugungszeitpunkt bewegt sich die Treibhausgas-Minderung zwischen 50 % und 75 %. Sowohl das Verfahren als auch der Minderungsprozentsatz werden auf dem Prüfzeichen angegeben.

427. Die Expertenkommission begrüßt diese Entwicklungen zur Zertifizierung von Wasserstoff und empfiehlt der Bundesregierung und Zertifizierern zudem einen umfassenderen Blick auf die Nachhaltigkeit von Wasserstoff bzw. Wasserstoffprodukten. Soll der Energieträger eine tragende Rolle im Energiesystem der Zukunft einnehmen, so muss die Nachhaltigkeit der Erzeugung und des Verbrauchs auf breiter Basis abgesichert werden. Wie in Kapitel 13 beschrieben, gibt es neben der Treibhausgas-Bilanz weitere bedeutsame Dimensionen (z. B. Kosteneffizienz, Ressourceninanspruchnahme wie Wasser oder Land, internationale Verantwortung, Akzeptanz usw.), die bei der Beurteilung von wirtschaftlichen Aktivitäten der Wasserstoffwirtschaft auf dem Weg in die Klimaneutralität zu beachten sind (vgl. auch GJETC, 2020).

11.4 Governance-Rahmen der Wasserstoffwirtschaft

428. Der Wasserstoff-Governance-Rahmen ist noch relativ jung und fragmentiert. Auf globaler Ebene gibt es eine Vielzahl von Institutionen, die Expertise in diesem Bereich haben: die Internationale Energieagentur (IEA), die Internationale Atomenergie-Organisation (IAEA) sowie die Internationale Agentur für Erneuerbare Energien (IRENA) erstellen themenspezifische Berichte (z. B. aus erneuerbaren Energieträgern bzw. Kernenergie gewonnener Wasserstoff), der (globale) Wasserstoffrat fokussiert sich vorrangig auf die Diffusion und Kommerzialisierung von Industrielösungen und die Internationale Organisation für Normung (ISO/TC 197) setzt die technischen Standards (Westphal et al., 2020).

429. Um die Koordination zwischen den Marktakteuren entlang der Wertschöpfungskette zu stärken und die Märkte zugänglich zu machen, haben in den letzten Jahren Regierungen weltweit Wasserstoffstrategien formuliert, mit einem Schwerpunkt in den asiatischen Ländern (z. B. Japan im Jahr 2017, Australien und Korea im Jahr 2019). Die Europäische Union veröffentlichte ihre europäische Wasserstoffstrategie Mitte 2020. Mehrere EU-Mitgliedsstaaten, darunter auch Deutschland, Frankreich und die Niederlande, veröffentlichten ebenfalls um diese Zeit ihrerseits nationale Wasserstoffstrategien. Zudem erarbeiteten verschiedene Bundesländer in Deutschland eigene Strategiepapiere, wie Bayern oder Nordrhein-Westfalen, teilweise auch bundesländerübergreifend (vgl. Norddeutsche Wasserstoffstrategie oder das Eckpunktepapier der ostdeutschen Kohleländer zur Entwicklung einer regionalen Wasserstoffwirtschaft) bzw. sogar Ländergrenzen-übergreifend (vgl. die Roadmap NRW mit starkem Bezug zur Zusammenarbeit mit niederländischen Partnern).

430. Innerhalb der Bundesländer/Regionen gibt es bereits (geplante) weitreichende Konzepte der Vernetzung und Koordination der Aktivitäten. Beispielsweise wurde in Bayern das Zentrum Wasserstoff.Bayern (H2.B) sowie das Wasserstoffbündnis Bayern gegründet. Das Zentrum bringt Wirtschaft, Wissenschaft und Politik zusammen,

um die „Wasserstoffwirtschaft“ und insbesondere Wasserstoff in der Mobilität in Bayern schnellstmöglich voranzubringen. Der bisherige Prozess zur Erstellung der Norddeutschen Wasserstoffstrategie wurde durch eine länderübergreifende ministerielle Arbeitsgruppe organisiert, die künftig als „Norddeutsche Koordinierungsgruppe Wasserstoff“ u. a. für die Umsetzungsprozesse beauftragt wird. In Nordrhein-Westfalen wurde die Plattform IN4climate.NRW ins Leben gerufen, die u. a. mit Hilfe von Wasserstoff innovative Strategien für eine klimaneutrale Industrie erarbeitet. Diese und ähnliche Initiativen kooperieren dabei mit Einrichtungen auf Bundesebene, Einrichtungen anderer Bundesländer und ausgewählten Akteuren im internationalen Umfeld, etwa über Repräsentanzen.

431. Die Weiterentwicklung der (bundesländer- und europäische Mitgliedsstaaten-übergreifenden) Governance-Struktur und Wasserstoff-Strategien ist eine der Aufgaben, die der Nationale Wasserstoffrat umfassend begleiten sollte. So wird sichergestellt, dass die dezentralen Aktivitäten, Strategien und Roadmaps kohärent ausgestaltet werden. Die Nationale Wasserstoffstrategie sieht als Aufgabe des Nationalen Wasserstoffrates vor, dass der Rat den Staatssekretärsausschuss durch Vorschläge und Handlungsempfehlungen bei der Umsetzung und Weiterentwicklung der Wasserstoffstrategie berät, welche eine Klammer für die subnationalen Aktivitäten bildet. Bei den Sitzungen des Nationalen Wasserstoffrates können auf Wunsch der Bundesländer auch Repräsentanten der Bundesländer als Gäste an den Sitzungen teilnehmen.

432. Der Rat sollte sich insbesondere mit der Gesamtstrategieentwicklung für Deutschland, mit der Einpassung in den europäischen bzw. internationalen Rahmen und mit übergeordneten Fragestellungen der Hochskalierung des Marktes von aktuell noch relativ isolierten Reallaboren zur flächendeckenden nationalen Wasserstoffwirtschaft befassen. Es erscheint auch hier grundsätzlich sinnvoll, Strategieelemente, Instrumente und Maßnahmen im Sinne des in Kapitel 13 angesprochenen umfassenden Kriterienrasters für einen nachhaltigen Weg in die Klimaneutralität für die kurze und lange Frist zu evaluieren und auszurichten. Dabei wird auch deutlich werden, welche konkreten Aktivitäten besser auf europäischer Ebene verortet sind und welche besser auf subnationaler Ebene wie den Bundesländern. Aktivitäten, die besser auf europäischer Ebene (sofern dort politisch durchsetzbar) oder zumindest auf nationaler Ebene zu verorten sind, sind der Regulierungsrahmen für marktbasierte Instrumente der CO_2-Bepreisung einschließlich Border Carbon Adjustments, der Regulierungsrahmen für Wasserstoffnetze, die Weiterentwicklung von europaweit (oder weltweit) gültigen Standards der Zertifizierung oder wichtige Projekte im gemeinsamen europäischen Interesse (vgl. Important Project of Common European Interest (IPCEI) on Hydrogen; hierüber können auch Betriebskosten anteilig gefördert werden. Die nationalstaatlichen Förderprogramme sollten sich gut verschränken). Andere Aktivitäten sind hingegen besser „vor Ort“ zu erledigen, z. B. Netzwerkarbeit, Identifizierung von Chancen für die Region im Rahmen kommunaler Initiativen, Dialog mit lokalen Stakeholdern bei Akzeptanzfragen etc.

12 Blockchain als Element der Digitalisierung der Energiewende

Das Wichtigste in Kürze

Bereits in der Vergangenheit hat die Expertenkommission darauf hingewiesen, dass im Energiesystem der Zukunft physische (z. B. Energie) und informatorische Flüsse (Daten) zunehmend an Komplexität und Dezentralität gewinnen. Traditionelle Systeme und Methoden können diese Komplexität und Dezentralität nicht mehr adäquat adressieren. Die Blockchain liefert eine Lösung für diese gesteigerten Anforderungen, da sie die genannten Flüsse in Echtzeit abbilden kann. Weitere Chancen der Technologie liegen in der Erschließung von Effizienzpotenzialen und in der Steigerung der Transparenz. Erste Energiewende-relevante Projekte von innovativen Unternehmen auf internationaler Ebene sowie in Deutschland zeigen interessante Anwendungsfelder.

Neben positiven technischen Merkmalen bietet die Blockchain besondere ökonomische Vorteile, die sich die Energie- und Klimapolitik zu Nutze machen sollte. Aus ökonomischer Perspektive ist vor allem relevant, dass durch die Blockchain Transaktionskosten in dezentralen Systemen reduziert werden können, insbesondere durch Smart Contracts. Da die Blockchain auch in der Lage ist, die Transparenz und Rückverfolgbarkeit umweltbezogener Effekte zu erhöhen, steigt der Druck, soziale Normen einzuhalten. Darüber hinaus ist es denkbar, dass sich durch die dezentrale Einbindung auch das Engagement auf Seiten der Endverbraucherinnen und -verbraucher erhöht, zum Klimaschutz aktiv beizutragen.

Als ein erstes interessantes Anwendungsgebiet identifiziert die Expertenkommission das Personal Carbon Trading. Dies ist ein Sammelbegriff für Emissionshandelssysteme, die nicht bei Firmen, sondern bei Individuen bzw. privaten Haushalten ansetzen, d. h. „downstream“ in der Lieferkette. Ein zweites Anwendungsgebiet ist das im europäischen Green Deal diskutierte CO_2-Grenzausgleichssystem. Ein noch detaillierteres System wären Carbon Footprint Taxes (bzw. Carbon Added Taxes). Ein solcher Ansatz könnte analog zur Mehrwertsteuer mit Vorsteuerabzugsmethode ausgestaltet werden. In diesem Fall wären die auf jeder Produktionsstufe (aller Zwischenprodukte bis zum Endprodukt) emittierten CO_2-Emissionen die Bemessungsgrundlage der Steuer. Die Nachverfolgung von CO_2-Emissionen in Lieferketten ist eine wichtige Stellgröße der globalen Energiewende. Allein die 2.500 größten globalen Unternehmen verantworten 20 % der globalen Emissionen. Als weiteres Anwendungsfeld sind die CO_2-Marktmechanismen entsprechend der Klimaschutzvereinbarung von Paris (Artikel 6, Absatz 2) zu nennen.

Damit sich die Blockchain zu einer tragfähigen Option für die Klimaregulierung entwickeln kann, sind geeignete Rahmenbedingungen erforderlich. Hinsichtlich der Software bedarf es der Neu- und Weiterentwicklung von Smart Contracts. Zudem sind geeignete Schnittstellen zu existierenden Systemen zu schaffen. Damit Klimaregulierung richtig funktionieren kann, müssen „korrekte“ (wahrheitsgemäße) Energiewende-Daten auf der Blockchain abgelegt werden. Die Blockchain schafft die Voraussetzungen für die Unabänderlichkeit, Transparenz (bei gleichzeitigem Schutz vor unerwünschter Offenlegung), Nachverfolgbarkeit, automatische Weiterverarbeitbarkeit und ggf. Dezentralität von Daten, vermag aber nicht, die Korrektheit der Daten zu garantieren. Dazu sind weitere Mechanismen für die geeignete Bestimmung von klimarelevanten Eigenschaften von Produkten nötig, wie deren CO_2-Bilanz und Herkunftsnachweise. Damit die Technologie in der Breite adaptiert wird und zur Energiewende substantiell beitragen kann, ist auch die Entwicklung eines entsprechenden regulatorischen Rahmens erforderlich. Weniger relevant – zumindest perspektivisch – erscheinen die Einwände, dass die Blockchain selbst technisch gar nicht in der Lage sei, die für die oben beschriebenen Projekte zu erwarteten Transaktionsvolumina oder die Komplexität von Lieferketten zu verarbeiten. Die Klimawirkungen der Blockchain für die Klimaregulierung durch die dafür notwendige erhöhte Rechenleistung sollte im Auge behalten werden, dürften aber einer Anwendung nicht grundsätzlich im Wege stehen.

433. Der achte Monitoring-Bericht der Bundesregierung betont die Wichtigkeit der Digitalisierung der Energiewende: „Neben vielen zentralen Großverbrauchern und Stromerzeugern werden immer mehr dezentrale und volatile Erzeugungsanlagen, insbesondere Wind- und Photovoltaik-Anlagen, sowie Millionen von Verbrauchern im System aktiv sein. Damit ein derart heterogenes und zugleich komplexes Energiesystem auch funktioniert, ist die Vernetzung aller Akteure, d. h. der Letztverbraucher, der Erzeuger und der Versorger sowie der Netzbetreiber, von entscheidender Bedeutung. Realisiert werden kann dieses insbesondere durch eine Digitalisierung der Energiewende“ (vgl. Kapitel 13.3 in BMWi, 2021). Daher widmet sich die Expertenkommission in diesem Kapitel einer relativ neuen Technologie, der Blockchain (vgl. auch Box 3), und deren Chancen in der Klima-Regulierung im Rahmen einer zunehmend digitalen Marktwirtschaft. Bereits in der Vergangenheit hat die Expertenkommission darauf hingewiesen, dass im Energiesystem der Zukunft physische (z. B. Energie) und informatorische Flüsse (Daten) zunehmend an Komplexität und Dezentralität gewinnen (EWK, 2018). Traditionelle Systeme und Methoden können diese Komplexität und Dezentralität nicht mehr adäquat adressieren. Die Blockchain liefert eine Lösung für diese gesteigerten Anforderungen, da sie die genannten Flüsse in Echtzeit abbilden kann. Weitere Chancen der Technologie liegen in der Erschließung von Effizienzpotenzialen und in der Steigerung der Transparenz. Dies wurde spätestens dann deutlich, als wenige Jahre nach dem Start des ersten Anwendungsfalls einer Blockchain, dem Bitcoin im Jahr 2009, die ersten energiewenderelevanten Projekte ins Leben gerufen wurden: 2014 starteten zwei Solarenergie-Unternehmen: The SolarCoin Foundation mit Sitz in Greenwich, Connecticut, ermöglichte es Individuen und Firmen für nachweislich erneuerbare Stromerzeugung sogenannte „SolarCoins“ zu verdienen. TheSunExchange aus Cape Town, Südafrika, fokussierte sich auf Investoren, die in unter Nachhaltigkeits- und ökonomischen Gesichtspunkten ausgewählte Solaranlagen in aller Welt investieren und Krypto-Einnahmen erzielen wollen. 2015 begann LO3ENERGY im Brooklyn Microgrid, New York, einen dezentralen Energiemarktplatz und bietet ihre Blockchain-Lösungen nun allgemein Energieversorgern an, um lokale, dezentrale Energiemarktplätze zu schaffen (für eine systematische Übersicht von Projekten im Energiemarkt vgl. Andoni et al., 2019).

12.1 Ausgewählte Energiewende-Projekte in Deutschland

434. Die erste Implementierung eines lokalen Blockchain-basierten Energiemarkts in Deutschland entstand 2017 im LAMP (Landau Microgrid Project)-Pilot- und Forschungsprojekt des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT) in Zusammenarbeit mit dem Energieversorger Energie Südwest AG und dem Softwareentwickler Selfbits GmbH. Insgesamt 20 Haushalte handeln auf einer Handelsplattform lokal erzeugten, grünen Strom. Die Haushalte erhalten via App Zugang zu ihren Stromerzeugungs- und -verbrauchsdaten, die über Smart Meter erfasst werden. Die Haushalte können über die App auch ihre Preisvorstellungen für den lokal erzeugten grünen Strom angeben; diese können über oder unter dem normalen Stromtarif liegen. Liegen die Preise unter dem normalen Stromtarif, sparen die Haushalte also Stromkosten ein und erhalten von der Energie Südwest AG eine entsprechende Gutschrift. In dem Forschungsvorhaben wird u. a. untersucht, wie die dezentrale grüne Stromversorgung der Zukunft in die Praxis gebracht werden kann.

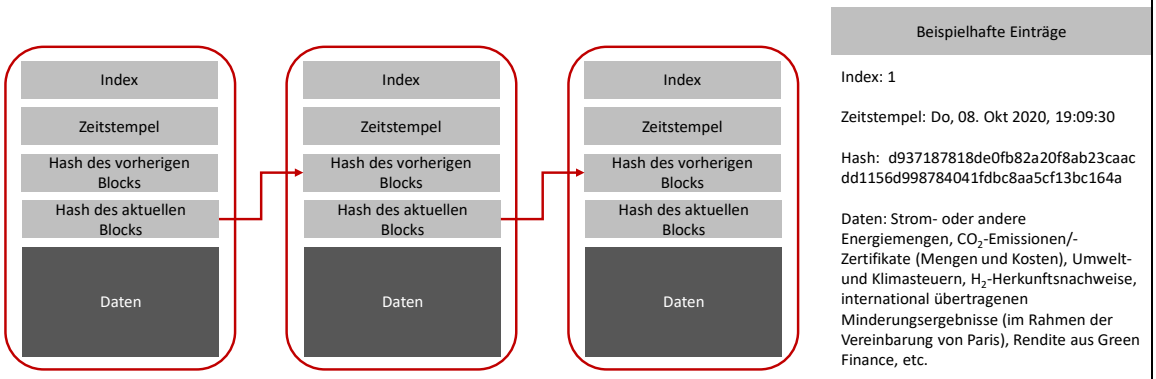
435. Im Jahr 2017 etablierten Innogy eMobility Solutions und die Share&Charge Foundation ein Pilotprojekt, bei dem Elektroautofahrerinnen und Elektroautofahrer im gesamten deutschen Ladesäulennetz der Innogy (mehr als 1.000 Ladestationen) mit Kryptowährung bezahlen können. Die Testreihe in der Praxis war auf drei Monate angelegt und startete im Oktober 2019. Auch in diesem Projekt konnten die teilnehmenden Personen eine App herunterladen, die es erlaubte, die Transaktionen im Netzwerk einzusehen. Die Plattform stellte automatisiert Rechnungen aus. Kernziel der Testphase war es, ein möglichst komfortables und einfaches Blockchain-

Bezahlsystem zu erproben bzw. weiterzuentwickeln. Darüber hinaus soll es perspektivisch möglich gemacht werden mit Hilfe der Blockchain-Technologie und einem offenen Standard, dem sogenannten OCPI Protokoll, an jeder Ladesäule unabhängig vom jeweiligen Betreiber zu laden.

Box 3: Infobox zur Blockchain

Unter einer Blockchain ist ein dezentrales Kassenbuch (distributed ledger technology) zu verstehen, in dem Informationen je nach Anwendungsfall entweder für alle einsehbar (transparent) oder bei sensiblen Informationen auch vor unerwünschtem Einblick geschützt, sicher vor Manipulationen sowie dezentral (insbesondere ohne die Notwendigkeit von Einbezug Dritter) fortgeschrieben werden können. Der schematische Aufbau einer Blockchain ist in Abbildung 43 dargestellt. Ein Block ist im Prinzip eine lange Tabelle mit Einträgen. Die Summe aller (miteinander verlinkten) Tabellen ergibt eine Kette, die Blockchain. Jeder Block besitzt einen Hashwert, eine Art Fingerabdruck, der eine große Sicherheit in Bezug auf die Unabänderlichkeit der auf der Blockchain abgelegten Daten ermöglicht. Neben Block-Standardinformationen (z. B. Index des Blocks, Zeitstempel, Hashwerte) werden auch projektspezifische Daten geführt (z. B. Transaktionen, Eigentumsrechte oder Produkteigenschaften). Im Energiewendekontext ist u. a. an Strom- oder andere Energiemengen, CO_2-Emissionen/-Zertifikate (Mengen und Kosten), Luftschadstoffe, Umwelt- und Klimasteuern oder H_2-Herkunftsnachweise zu denken.

Abbildung 43: Struktur der Blockchain und potentiell darauf abgelegte klimarelevante Daten



Quelle: Eigene Darstellung

Die Blockchain-Architektur kann unterschiedlich ausgestaltet werden. Unterschiedliche Architekturen bringen unterschiedliche Vor- und Nachteile mit sich und müssen projektspezifisch evaluiert werden. Eine Blockchain kann „permissioned“ oder „permissionless“ ausgestaltet werden: dies bezieht sich auf die Freiheit, die Akteuren eines Netzwerks eingeräumt wird, einer Blockchain beizutreten und ist im ersten Fall nur für autorisierte Akteure möglich, im zweiten Fall für jeden. Eine Blockchain kann zudem öffentlich oder privat sein: dies bezieht sich auf die Freiheit, wer die Daten sehen kann, die Öffentlichkeit oder nur ausgewählte Akteure.

Besondere technische Eigenschaften sind u. a. die bereits angesprochene Dezentralität, die Unabänderlichkeit der Dateneinträge, Transparenz (sofern die Blockchain-Architektur dies erlaubt, sind alle Daten einsehbar), Resilienz (je nach Blockchain-Architektur liegen Kopien der Blockchain auf einer Vielzahl weltweit verteilter Server) und Möglichkeiten der Automatisierung. Diese technischen Eigenschaften sind für verschiedenste Anwendungen und Industrien (einschließlich Finanzen, pharmazeutische Industrie, Nahrungsmittel-Industrie) relevant. Auch wenn derzeit gerade das Finanzsystem von der neuen Technologie tangiert wird, ist zu erwarten, dass die Blockchain auch einen Beitrag zur Energiewende leisten kann, die noch einen Zeithorizont von 30 Jahren besitzt. Neben den technischen Eigenschaften sprechen dafür auch ökonomische Vorteile, insbesondere können durch die Blockchain Transaktionskosten in dezentralen Systemen reduziert werden.

436. Neben diesen relativ lokalen Projekten gibt es auch Anwendungsbeispiele in globalen Lieferketten. Im Rahmen eines Pilotprojekts zur Transparenz von CO_2-Emissionen in der Kobaltlieferkette arbeitet Mercedes-Benz mit dem britischen Start-up Circulor zusammen. Das Projekt nutzt die Blockchain, um den Ausstoß von Treibhausgasemissionen entlang der komplexen Lieferketten von Batteriezellenherstellern nachzuverfolgen. Zusätzlich wird dokumentiert, ob die von Mercedes-Benz geforderten Nachhaltigkeitsstandards in der gesamten Lieferkette eingehalten werden. In diesem Jahr entschied sich auch Volvo in Cirulor zu investieren, um Kobalt, Glimmer (oder Mica) sowie CO_2-Emissionen über die Lieferketten nachzuververfolgen. Es ist unmittelbar einleuchtend, dass die Technologie ähnlichen Nutzen auch in der Wasserstoff-Lieferkette entfalten kann, wenn es darum geht, Nachhaltigkeitsstandards, insbesondere Herkunftsnachweise und Treibhausgasbilanzen, entlang der Lieferkette nachzuvollziehen und auf Einhaltung zu dringen (vgl. unten sowie Kapitel 11).

437. Diese drei Beispiele aus Deutschland zeigen innovative und frühe energiewendebezogene Anwendungen der Blockchain. Nichtsdestotrotz ist das Thema in der Industrie derzeit noch nicht in der Breite angekommen. In den meisten Fällen wird aktuell auf nicht-Blockchain-basierte Systeme zurückgegriffen, wenn es z. B. um die Themen Klimaneutralstellung von Unternehmen und Nachhaltigkeitsreporting geht. Dass sich dies ändern kann, sollen folgende Abschnitte beleuchten. Das Kapitel fokussiert dabei auf die Chancen der Blockchain aus Sicht der Klima-Regulierung, nicht auf die Chancen von einzelnen Unternehmen. Insbesondere soll gezeigt werden, dass (dezentrale) Regulierungsansätze auf Basis der Blockchain ökonomisch sinnvoll sein können. Danach werden zukünftige potenzielle Anwendungsfelder der Blockchain in der deutschen und internationalen Energiewende diskutiert. Anschließend wird beschrieben, welche Rahmenbedingungen geschaffen werden müssten, damit die Technologie für die Energiewende eine tragende Rolle übernehmen kann. Dabei wird auch diskutiert, was die Technologie nicht vermag, z. B. das Ablegen von „korrekten“ Informationen auf der Blockchain – dies muss anders sichergestellt werden, z. B. durch Zertifizierungssysteme.

12.2 Ökonomische Vorteile des Einsatzes der Blockchain

438. Neben positiven technischen Merkmalen bietet die Blockchain besondere ökonomische Vorteile, die sich die Energie- und Klimapolitik zu Nutze machen sollte. Aus ökonomischer Perspektive ist vor allem relevant, dass durch die Blockchain Transaktionskosten in dezentralen Systemen reduziert werden können. Im weitesten Sinne ist jede Interaktion zwischen zwei Akteuren in einem System mit einer Transaktion verbunden. Das können Kontaktaufnahmen sein, die Abstimmungen zu einem Vertragsabschluss, der Versand und Empfang von Waren, der Austausch von Informationen (z. B. Monitoring von CO_2-Emissionen) oder die Transaktion von Geldbeträgen (z. B. Kosten der Unternehmen für die unter eine Regulierung fallenden CO_2-Emissionen) usw. Dabei entstehen direkte Kosten (z. B. Kosten der Rechtsberatung für Vertragsabschluss) oder auch indirekte Kosten (z. B. Zeit für die Suche von Informationen, die in Kosten übersetzt werden kann). Zentrale Systeme besitzen gegenüber dezentralen Systemen grundsätzlich den Vorteil geringerer Transaktionskosten. Das ist auch ein wesentlicher Grund dafür, warum in der Klimaregulierung „upstream“ oder „midstream“ angesetzt wird, d. h. weit am Anfang in der Produktionskette. Ein Beispiel ist das Europäische Emissionshandelssystem, in dem die Unternehmen (in bestimmten Wirtschaftszweigen und ab einer bestimmten Größe) – und nicht die Endkonsumentinnen und -konsumenten – reguliert werden. Es ist aus Transaktionskostensicht günstiger, eine überschaubare Anzahl von Unternehmen zu regulieren, als mehrere hundert Millionen Akteure.

439. Insbesondere durch Smart Contracts ist die Blockchain in der Lage, die Transaktionskosten großer (dezentraler) Netzwerke zu reduzieren. Smart Contracts sind Programmcodes bzw. „intelligente Verträge“ auf Software-Basis, in denen Regeln hinterlegt und automatisch überwacht werden. Im Falle von bestimmten Ereignissen werden vorher definierte Aktionen ausgeführt, wie im automatisierten Rechnungserstellungsprozess des Pilotprojekts der Innogy eMobility Solutions und der Share&Charge Foundation. Ein anderes Beispiel ist der

Kauf/Verkauf von Emissionszertifikaten oder der Kauf/Verkauf von Strommengen an der Börse/im Microgrid bei Erreichen eines bestimmten Preises. Smart Contracts können ansonsten manuelle Tätigkeiten automatisieren und somit Kosten reduzieren. Dazu gehören auch die Kosten der Verifikation: Je größer Netzwerke werden, desto wertvoller werden Verifikationsmechanismen, da die Personen in der Regel in keiner Vertrauensbeziehung stehen bzw. Vorerfahrungen haben, und ein Intermediär hier normalerweise die Sicherheit der Transaktionen bzw. die Vertragserfüllung absichern müsste. Diese Rolle können Smart Contracts übernehmen (Catalini und Gans, 2020).

440. Im Falle einer größeren Transparenz und Rückverfolgbarkeit der umweltbezogenen Effekte steigt auch der Druck, soziale Normen einzuhalten. Darüber hinaus ist es denkbar, dass sich durch die dezentrale Einbindung auch das Engagement auf Seiten der Endverbraucherinnen und -verbraucher erhöht, zum Klimaschutz aktiv beizutragen. Wie beschrieben wird im Emissionshandel in der Regel relativ weit „upstream“ reguliert, so dass bei den Akteuren „downstream“ eventuell das Bewusstsein für den Einfluss eigenen Verhaltens fehlt. Durch zusätzliche real-time Informationsgaben – die ebenfalls mit der Blockchain-Technologie realisierbar sind – ist es zudem möglich, den betreffenden Akteuren einen „nudge“ (zu Deutsch etwa „Stups“) zu geben, z. B. durch eine Erinnerung in Zeiten eines Stromüberschusses ihre Elektroautos zu laden.

12.3 Anwendungsfälle für die Energie- und Klimaregulierung in der Marktwirtschaft 2.0

441. Bislang wird die Blockchain in der Regel von privaten Personen bzw. innovativen Unternehmen genutzt. Allerdings kann auch der Staat sich dieser Technologie bedienen, um beispielsweise eine verbesserte Energie- und Klimaregulierung in der Marktwirtschaft 2.0 (hier im Sinne einer mit digitalen Technologien unterstützten Marktwirtschaft) umzusetzen. Ein interessantes Anwendungsgebiet kann – neben dem traditionellen „upstream“ oder „midstream“ Emissionshandel – das Personal Carbon Trading sein. Dies ist ein Sammelbegriff für Emissionshandelssysteme, die nicht bei Firmen, sondern bei Individuen bzw. privaten Haushalten ansetzen, d. h. „downstream“ in der Lieferkette. Da die Technologie die Transaktionskosten senkt, wird eine derartige Ausgestaltung von Emissionshandelssystemen denkbar. Dies bietet die Möglichkeit, nicht nur territoriale Emissionen, sondern den gesamten CO_2-Gehalt im Endprodukt (CO_2-Rucksäcke) zu bepreisen. Ein Personal Carbon Trading System würde ggf. existierende Systeme teilweise oder vollständig ersetzen. Die Allokation von Emissionszertifikaten könnte pro-Kopf erfolgen. Daraus resultierende Verteilungseffekte wären im Vorfeld zu evaluieren.

442. Der europäische Green Deal diskutiert ein CO_2-Grenzausgleichssystem (Border Carbon Adjustments, BCA). Grundlage dafür wären (korrekte) Informationen zu CO_2-Emissionen und CO_2-Rucksäcken von Produkten (für beispielhafte CO_2-Berechnungen vgl. Kapitel 10.5, hinsichtlich des Problems „korrekter“, d. h. wahrheitsgemäßer, Informationen vgl. unten). Auf dieser Basis würden dann in ausgewählten Sektoren Steuern auf importierte Waren erhoben werden (der Grenzausgleich). Die Europäische Kommission würde ein solches System mit der Absicht implementieren, in den Sektoren das Risiko der Verlagerung von CO_2-Emissionen (Carbon Leakage) zu reduzieren. Dieses Verlagerungsrisiko könnte steigen, wenn die EU ihre Klimaambitionen relativ gegenüber anderen Ländern erhöht. Ausländische Unternehmen, die nicht unter die stringentere EU Klimaschutz-Regulierung fallen, hätten einen relativen Kostenvorteil im Falle von Importen in die EU, der mit dem Grenzausgleich nivelliert würde. Entsprechend dem Fahrplan zum Green Deal soll ein Vorschlag für ein Grenzausgleichsystem für ausgewählte Sektoren bereits 2021 vorgelegt werden, ggf. ist mit einer Implementierung in 2023 zu rechnen. Eine Machbarkeitsstudie für eine Blockchain-basierte Implementierung von BCA existiert nicht und somit auch keine Aussagen über mögliche Zeithorizonte für die Implementierung einer solchen Lösung. Allerdings erarbeitete eine Studie im Auftrag des Panel for the Future of Science and Technology und des Wissenschaftlichen Dienstes des Europäischen Parlaments 20 Politikoptionen zur Nutzung von Blockchain im internationalen Handel. Eine Option

besteht in dem Vorschlag, dass die Europäische Kommission Blockchainlösungen in Erwägung ziehen solle, wenn es um die praktischen Aspekte des EU-Grenzausgleichsystems geht (Copigneaux et al., 2020).

443. Ein noch detaillierteres System wären Carbon Footprint Taxes (bzw. Carbon Added Taxes). Ein solcher Ansatz könnte analog zur Mehrwertsteuer mit Vorsteuerabzugsmethode ausgestaltet werden. In diesem Fall wären jedoch die auf jeder Produktionsstufe (aller Zwischenprodukte bis zum Endprodukt) emittierten CO_2-Emissionen die Bemessungsgrundlage der Steuer. Um die Kosten der Kalkulation der CO_2-Fußabdrücke, die theoretisch für jedes Produkt zu ermitteln sind, zu reduzieren, könnte eine Wahlmöglichkeit eingeräumt werden. Den Firmen wäre freigestellt, ob sie für ihr Produkt produktspezifische CO_2-Emissionen und darauf aufsetzende Steuern kalkulieren (System 1) oder den von einer unabhängigen Institution ermittelten Standardsteuersatz für die Produktklasse bezahlen (System 2) (McAusland und Najjar, 2015).

444. In Zusammenhang mit der Nachverfolgung von Produkten in Lieferketten soll auch das im Juni 2020 veröffentlichte Eckpunktepapier für ein Lieferkettengesetz des Bundesministeriums für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung bzw. des Bundesministeriums für Arbeit und Soziales erwähnt werden. Dies wird den anstehenden Gesetzgebungsprozess in Deutschland prägen. Für die Expertenkommission stehen die Energiewendeaspekte des Gesetzes im Vordergrund, nicht die vorgeschlagenen Maßnahmen hinsichtlich von Arbeitsbedingungen. Für das Klima ist relevant, dass das Gesetz Unternehmen verpflichten soll, die im Ausland beschafften Vorleistungsgüter bzw. Endprodukte auf jeder Stufe (oder zumindest hinsichtlich der letzten Produktionsstufen[92]) bezüglich umweltschädigender Produktionsverfahren zurückzuverfolgen. Im Rahmen der Nationalen Wasserstoffstrategie besonders interessant wären die Produktionsweise und Herkunft des Wasserstoffs bzw. dessen CO_2-Rucksack. Die Bedeutsamkeit von Treibhausgasemissionen in Lieferketten ist groß. Allein die 2.500 größten globalen Unternehmen verantworten 20 % der globalen Emissionen (Gopalakrishnan et al., 2020).

445. Der neue Governance-Ansatz der Klimaschutzvereinbarung von Paris basiert mit den „national festgelegten Beiträgen“ auf einem Bottom-up-Ansatz und setzt damit auf größere Dezentralität als das Vorgänger-Abkommen von Kyoto. Darüber hinaus können sich die Vertragsparteien auf freiwilliger Grundlage an kooperativen Ansätzen, welche die Verwendung „international übertragener Minderungsergebnisse“ zum Erreichen der national festgelegten Beiträge beinhalten, beteiligen. Dabei sollen diese ein „verlässliches Abrechnungsverfahren“ anwenden, das u. a. die Vermeidung von Doppelzählungen gewährleistet (Artikel 6, Absatz 2; UNFCCC, 2015). Die international übertragenen Minderungsergebnisse könnten in einem Blockchain-basierten System als digitale Assets gehandelt werden. Aufgrund der dann möglichen Transparenz könnte der Kritik der Undurchsichtigkeit bei der Implementierung und Validierung der Treibhausgasreduktionsbemühungen, wie beim Kyoto-Protokoll aufgekommen, teilweise vorgebeugt werden (Franke et al., 2020). In ähnlicher Weise kann die Transparenz auch in anderen Bereichen, z. B. bei Green Finance (vgl. insbesondere Artikel 9 des Abkommens; vgl. auch unten), erhöht werden.

446. Ein weitverbreiteter Einwand gegen die Technologie ist, dass die Blockchain selbst technisch gar nicht in der Lage sei, die für oben beschriebenen Projekte zu erwartenden Transaktionsvolumina oder die Komplexität von Lieferketten zu verarbeiten. Frühe Blockchain-Lösungen konnten tatsächlich lediglich 50 oder weniger Transaktionen pro Sekunde abwickeln. Je nach Architektur bzw. Konsensverfahren ist jedoch heute schon absehbar, dass Blockchain-Technologien mehrere tausend Transaktionen pro Sekunde erreichen (Gorenflo et al., 2019). Ähnlich wie beim Internet, das in den ersten Jahren Informationen nur mit geringer Bandbreite übertrug, ist auch

[92] Dies gäbe den aus Klimasicht negativen Anreiz, die letzten Stufen in mehrere Zwischenstufen aufzuteilen oder anders zu verlängern.

bei der Blockchain eine Verbesserung in der Geschwindigkeit zu erwarten. Hinsichtlich der verarbeitbaren Komplexität sei darauf hingewiesen, dass es bereits heute Unternehmen schaffen, komplexe Lieferketten auf der Blockchain abzulegen, z. B. führt Walmart über 1 Mio. Produkte auf der firmeneigenen Blockchain. Der Hafen von Shanghai, der weltweit größte Hafenplatz für Container, nutzt ebenfalls die Blockchain zur Warenabfertigung. Mit H2020-Fördermitteln der EU-Kommission soll eine Blockchain für die Kreislaufführung innerhalb der Kunststoffindustrie aufgebaut werden.

447. Bedeutsamer ist, dass je nach Anwendungsfall/Politikinstrument die Blockchain-Eigenschaften passgenau aufgesetzt und in entsprechenden Pilotprojekten evaluiert werden, sowie dass entsprechende Rahmenbedingungen (vgl. nächster Abschnitt), in denen die Technologie operieren wird, geschaffen werden. Hinsichtlich geeigneter Blockchain-Eigenschaften wurden beispielsweise für den oben beschriebenen Anwendungsfall eines Blockchain-basierten CO_2-Marktes im Rahmen des Artikels 6 Absatz 2 des Übereinkommens von Paris verschiedene Architekturen geprüft, insbesondere ein öffentliches Netzwerk ohne Zutrittsbeschränkung vs ein privates Netzwerk mit Zutrittsbeschränkung (zu diesen grundsätzlich unterschiedlichen Architekturen vgl. auch Box 3). Eine Gegenüberstellung liefert nachstehende Tabelle 30.

Tabelle 30: Vor- und Nachteile verschiedener Blockchain-Eigenschaften für CO_2-Markt-Mechanismen (Artikel 6 Absatz 2 des Übereinkommens von Paris)

	Öffentlich und ohne Zutrittsbeschränkung (z. B. auf Basis der Ethereum-Blockchain)	Privat und zutrittsbeschränkt (z. B. auf Basis der Hyperledger Fabric-Blockchain)
Vorteile	• Transparenz für interne und externe Akteure • Unterstützung von externen Akteuren, z. B. Entwicklung weiterer Applikationen • Möglichkeit der Datenprivatsphäre wo nötig • Möglichkeit zu Synergien aus weiteren energiewendebezogenen Projekten • Große Community zur Validierung und Stabilisierung der Blockchain • Unabhängige kreative Akteure • Reduktion der Server-Kosten (auf Seiten des Staates) • Möglichkeit der Integration in die existierende UNFCCC-Serverinfrastruktur	• Volle Kontrolle darüber, wer Zugang zu dem Netzwerk hat und wer die Transaktionen validiert • Gegebenenfalls ist die Entwicklung von Smart Contracts flexibler möglich • Keine Transaktionsgebühren • Entwickelt von der unabhängigen Linux Foundation • Geringe Gefahr von Forks[93] • Möglichkeit für Kanäle für private Transaktionen
Nachteile	• Hohe Transaktionskosten • Keine Kontrolle darüber, wer Transaktionen validiert • Daraus resultierende Unsicherheiten bei Datensicherheit und Integrität • Abhängig von der Existenz einer existierenden öffentlichen Blockchain wie Ethereum	• Eingeschränkter Zugang und eingeschränkte Transparenz für externe Akteure • Keine Unterstützung von bzw. Synergien mit anderen Akteuren, Projekten etc. • Erhöhte Vulnerabilität hinsichtlich Probleme bei Validierungsknotenpunkten

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Franke et al. (2020)

12.4 Geeignete Rahmenbedingungen für die Blockchain und ihre Anwendungsfälle

448. Hinsichtlich der Software bedarf es der Neu- und Weiterentwicklung von Smart Contracts. Diese sind, zusammen mit der Blockchain-Architektur für oben angesprochene Projekte für die Energiewende, zu konzipieren. Zudem sind geeignete Schnittstellen zu existierenden Systemen zu schaffen. Zu denken ist etwa an

[93] Forks teilen Blockchains in zwei oder mehr Varianten, die entweder parallel weiterlaufen oder sich komplett eigenständig voneinander entwickeln.

unternehmensspezifische Abrechnungssysteme, Reporting-Systeme der Deutschen Emissionshandelsgesellschaft und intelligente Messsysteme. Die Expertenkommission begrüßt in diesem Zusammenhang das Messstellenbetriebsgesetz, „dessen Regelungen die Einführung und den Betrieb eines intelligenten Messsystems als Kern einer modernen Infrastruktur betreffen“. Aus Sicht der Expertenkommission ist es ein wichtiger Schritt, dass damit Daten „künftig auch spartenübergreifend (Strom, Wärme, Gas und Wasser) und im Sinne der Sektorkopplung (einschließlich Elektromobilität und Wärme), ausgetauscht werden“ können (vgl. Kapitel 13.2 in BMWi, 2020).

449. Für den B2B-Datenaustausch gibt es derzeit keine einheitlichen Protokolle bzw. Systeme. Die International Data Spaces (IDS) Association[94] ist eine Initiative, die an diesem Problem ansetzt. Das sogenannte Referenzarchitekturmodell erlaubt es Organisationen, Datensätze in einer sicheren und kontrollierten Weise auszutauschen. Eine Untersuchung zeigte, dass einige Eigenschaften der Blockchain konsistent mit den Eigenschaften der Referenzarchitektur sind, etwa die Dezentralität einschließlich der Abwesenheit einer einzelnen vertrauenswürdigen Instanz bei der alle Daten gespeichert werden. Andere Eigenschaften der Blockchain sind komplementär, wie die Dauerhaftigkeit der auf der Blockchain abgelegten Daten. Thyssenkrupp und IBM starteten ein gemeinsames Projekt, das sich sowohl einer IDS-Softwareplattform als auch der Blockchain bedient. Die Projektteilnehmer tauschen untereinander Big Data aus, wobei die Blockchain Herkunft und Unabänderlichkeit der Daten und damit Eigentumsrechte und Qualität absichert (International Data Spaces Association, 2019).

450. Damit Klimaregulierung richtig funktionieren kann, müssen „korrekte“ (wahrheitsgemäße) Energiewende-Daten auf der Blockchain abgelegt werden. Die Blockchain schafft die Voraussetzungen für die Unabänderlichkeit, Transparenz (bei gleichzeitigem Schutz vor unerwünschter Offenlegung), Nachverfolgbarkeit, automatische Weiterverarbeitbarkeit und ggf. Dezentralität von Daten, vermag aber nicht, die Korrektheit der Daten zu garantieren. Dazu sind weitere Mechanismen für die geeignete Bestimmung von klimarelevanten Eigenschaften von Produkten nötig, wie deren CO_2-Bilanz und Herkunftsnachweise (hinsichtlich des Wasserstoffs, vgl. Kapitel 11). Für das Nachhaltigkeitsreporting von Unternehmen existieren bereits heute eine Vielzahl von Audits, Assessments und Ratings (darunter ecovadis, Global Enabling Sustainability Initiative, NQC, oekom research AG; vgl. auch VDMA, 2020), um Umwelt-Informationen glaubhaft bereitzustellen (ggf. können auch mathematische Modelle helfen über globale Lieferketten hinweg Verantwortlichkeiten für Emissionen richtig zu allokieren, vgl. Gopalakrishnan et al., 2020). Die Qualitätssicherung von auf der Blockchain abzulegenden Daten ist eine Grundvoraussetzung für eine gute Klimaregulierung in der Marktwirtschaft 2.0.

451. Damit die Technologie in der Breite adaptiert wird und zur Energiewende substantiell beitragen kann, ist auch die Entwicklung eines entsprechenden regulatorischen Rahmens erforderlich. Ein Beispiel liefert der europäische Strombinnenmarkt. Einerseits erkennt die Europäische Kommission die Wichtigkeit der Rolle von „Prosumern“ bzw. dezentraler Erzeugung im Strommarkt der Zukunft an. Andererseits definiert das EU-Recht die Akteure und ihre Rechten und Pflichten entlang traditioneller zentralisierter Strukturen, bei der Endkonsumenten immer noch relativ passiv agieren. Eine Veränderung des regulatorischen Rahmens müsste neue Definitionen schaffen, z. B. wäre der Begriff „Verbraucher“ anzupassen an die neue Realität, dass Marktteilnehmer sowohl als Produzenten als auch Konsumenten auftreten können und das mit unterschiedlichen Produktions- und Konsummustern bzw. -Kapazitäten. Auch wären Fragen der Verantwortlichkeiten zu klären, z. B. welche Marktteilnehmer

[94] Ziel der Initiative ist es, für Unternehmen verschiedener Branchen und Größen Daten-Souveränität zu ermöglichen, d. h. die Entscheidungshoheit über die Nutzung der eigenen Daten.

am Ende für die Erzeugung und den Systembetrieb verantwortlich sind. Auch der klassische Verbraucherschutzgedanke wäre anzupassen, wenn die Marktteilnehmer zunehmende Selbstbestimmtheit erlangen (Diestelmeier, 2019).

452. Die Klimawirkungen der Blockchain-Technologie selbst standen immer wieder in der Kritik. Allein das Bitcoin-Netzwerk, mit seinen energieintensiven Mining[95]-Prozessen, verbraucht eine Strommenge von derzeit knapp 80 TWh pro Jahr. Dies entspricht dem Stromverbrauch von Chile und dem CO_2-Ausstoß von Neuseeland (Digiconomist, 2020). Manche Forscher warnen, dass Blockchain bzw. Bitcoin ausschlaggebend sein könnten, dass das 2°C-Klimaziel gerissen wird. Dabei muss jedoch berücksichtigt werden, dass der CO_2-Ausstoß von Blockchain-Anwendungen von vielen Faktoren abhängt. Insbesondere hängt dies von dem gewählten Konsensusmechanismus innerhalb des Netzwerkes und dessen Größe ab. Darüber hinaus hängt der CO_2-Ausstoß natürlich auch von dem eingesetzten Energiemix und der Energieeffizienz der eingesetzten Rechner im Netzwerk ab. Sedlmeier et al. (2020) kommen zu dem Schluss, dass grundsätzlich Nicht-Blockchain-basierte Systeme weniger energieintensiv sind als Blockchain-basierte Systeme, aber dass Nicht-Proof-of-Work-Blockchains[96] deutlich weniger energieintensiv sind als Proof-of-Work-Blockchains (wie beim Bitcoin der Fall). Summa summarum bedeutet dies, dass der Energieverbrauch der Blockchain sehr stark variiert mit den Designelementen des Netzwerkes. Die Klimawirkungen der Blockchain für die Klimaregulierung sollte daher im Auge behalten werden, dürften aber einer Anwendung nicht grundsätzlich im Wege stehen. Ggf. wäre das Design der Blockchain als Stellgröße anzupassen.

453. Die Expertenkommission fasst damit die Rolle der Digitalisierung für die Energiewende weiter als die Bundesregierung, die die digitale Transformation vor allem auf die Wirtschaft bzw. die Produktionsprozesse (Stichwort „Industrie 4.0“) sowie auf den Gebäude- und Verkehrssektor bezieht (vgl. Kapitel 13.2 in BMWi, 2020). Die Digitalisierung hat Chancen u. a. auch für die Klimaregulierung und kann den Weg zur langfristigen Klimaneutralität unterstützen (vgl. Kapitel 13). Die Expertenkommission empfiehlt, dass die Bundesregierung in ihren Forschungs- und Entwicklungs-Aktivitäten auch die Potentiale der Blockchain für die Klimaregulierung prüft, und unterstützt die generelle Absicht der Bundesregierung, „durch Schaffung geeigneter Rahmenbedingungen“ „innovative Technologien kostengünstiger und marktfähig zu machen“ (vgl. Kapitel 14.1 in BMWi, 2020).

[95] Unter Mining ist die „Produktion“ von Bitcoin zu verstehen. Dieser Prozess ist energieintensiv, da dieser große Rechenleistung braucht, um die dazugehörigen kryptographischen Aufgaben zu lösen.

[96] Beispielsweise ist der Proof-of-Work Konsensmechanismus von Bitcoin sehr viel energieintensiver als der Proof-of-Stake oder der Proof-of-Authority Konsensmechanismus. Letztere braucht keine rechenintensiven kryptographischen Rätsel lösen. Einen Überblick liefern Eklund und Beck (2019). Vgl. auch Dittmar und Praktiknjo (2019) für eine vertiefte Diskussion zum Energieverbrauch des Bitcoin-Netzwerkes.

13 Kriterienraster auf dem Weg zur Klimaneutralität

Das Wichtigste in Kürze

Im Hinblick auf den Klimaschutzplan der Bundesregierung und das Langfristziel der Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2050 ist es wichtig, aktuelle und zukünftige energie- und klimapolitische Instrumente und Maßnahmen bereits vor ihrer Implementierung hinreichend zu evaluieren. Die Leitfrage muss dabei sein, inwiefern Instrumente und Maßnahmen einerseits einen tatsächlichen Beitrag zur Erreichung der Treibhausgasneutralität leisten können und andererseits weitere wichtige Aspekte einer nachhaltigen Entwicklung beachten.

Bei der Evaluierung kann ein vorab definiertes Kriterienraster zur Systematik, Nachvollziehbarkeit und Transparenz beitragen, um zukünftige Entscheidungen strukturiert vorzubereiten. Es bietet zudem die Möglichkeit, die Wechselwirkungen, d. h. die Synergien und Zielkonflikte zwischen einzelnen Kriterien, aber auch zwischen Maßnahmen aufzuzeigen sowie alternative Maßnahmen anhand ihrer individuellen Stärken und Schwächen zu vergleichen. Dabei ist sicherzustellen, dass die notwendige Evaluierung aktueller und zukünftiger energie- und klimapolitischer Instrumente und Maßnahmen deren Implementierung nicht unverhältnismäßig hinauszögert. In der Literatur gibt es bereits unterschiedliche Vorstöße zu Kriterienrastern für Instrumente und Maßnahmen. Drei maßgebliche Ansätze werden kurz vorgestellt, darunter der multikriterielle Bewertungsansatz des Kopernikus-Projekts ENavi, das „Feasibility Framework“ des Intergovernmental Panel on Climate Change sowie eine aktuelle Studie des German-Japanese Energy Transition Council zur „Wasserstoff-Gesellschaft“.

Die Expertenkommission subsumiert die bisherigen Vorstöße zu einem Kriterienraster für Instrumente und Maßnahmen, das die Bundesregierung auf dem Weg zur langfristigen Klimaneutralität unterstützen und eine ganzheitliche Beurteilung ermöglichen soll. Das Raster besteht aus insgesamt 14 Kriterien, die auf die Alternativen und den Status Quo gleichermaßen angewendet werden sollten: Effektivität, Kosteneffizienz bzw. Gesamtkosten, zeitliche Aspekte, wirtschaftliche Planungssicherheit, Beitrag zur Wirtschaftsleistung, Resilienz, Umwelt- und Ressourcenschonung, Schutz der menschlichen Gesundheit, Governance, Legalität, ethische Akzeptanz, Legitimität, Förderung des sozialen Zusammenhalts, Synergien und Zielkonflikte. Zu den einzelnen Kriterien werden wiederum unterschiedliche Aspekte und Indikatoren angeführt, die zur Bewertung herangezogen werden können. Um das Raster für die Bewertung von Instrumenten und Maßnahmen und seine Flexibilität genauer zu verdeutlichen, wendet die Expertenkommission es zum einen auf die nationale CO_2-Bepreisung und zum anderen auf den ordnungsrechtlichen Kohleausstieg beispielhaft an. Zur besseren Übersichtlichkeit werden die Ergebnisse tabellarisch festgehalten und zur optischen Unterstreichung der Bewertung werden die Farben der Energiewende-Ampel verwendet.

Die Bundesregierung bewertet in ihrem Monitoring-Bericht den Kohleausstieg als wirtschaftlich vernünftig. Allerdings reicht die Dynamik nicht aus, um ambitioniertere Klimaziele für das Jahr 2030 zu erreichen. Zudem ist die Umsetzung des Kohleausstiegs durch geringe Kosteneffizienz und hohe Gesamtkosten geprägt. Ein maßgeblicher Treiber sind die geplanten Entschädigungszahlungen von 4,35 Mrd. Euro an Kraftwerksbetreiber, die sowohl hinsichtlich ihres Umfangs als auch ihrer Notwendigkeit kritisch zu betrachten sind. Sie verzerren darüber hinaus die Verteilung der entstehenden Lasten. Bei Bürgerinnen und Bürgern in betroffenen Kohleregionen ist dies besonders kritisch, da ihre Erwartungen an den Kohleausstieg historisch bedingt ohnehin negativ geprägt sind. Im Gegensatz zum Kohleausstieg ist die CO_2-Bepreisung eine kosteneffiziente Maßnahme zur Senkung von CO_2-Emissionen.

13.1 Bisherige Kriterienraster

454. Im Hinblick auf den Klimaschutzplan der Bundesregierung und das Langfristziel der weitgehenden Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2050 ist es wichtig, aktuelle und zukünftige energie- und klimapolitische Instrumente und Maßnahmen bereits vor ihrer Implementierung hinreichend zu evaluieren. Die Leitfrage muss dabei sein, inwiefern Instrumente und Maßnahmen innerhalb eines gegebenen Zeitraumes einerseits einen tatsächlichen Beitrag zur Erreichung der Treibhausgasneutralität leisten können und andererseits wichtige Aspekte einer nachhaltigen Entwicklung beachten.

455. Die umweltbezogenen Aspekte der Nachhaltigkeit bei der Energieversorgung behandelt der achte Monitoring-Bericht vor allem unter der Überschrift „Umweltverträglichkeit der Energieversorgung“ (vgl. Kapitel 11 in BMWi, 2020). Die Bundesregierung zielt darauf ab, „auf Grundlage eines kontinuierlichen, wissenschaftlich begleiteten Monitorings die Umwelt-, Natur- und Gesundheitswirkungen des Energiesystems frühzeitig zu identifizieren“. Die Expertenkommission hat sich in vergangenen Stellungnahmen umfassend mit den Umwelt-, Natur- und Gesundheitswirkungen der Energiewende befasst. Mit dem hier vorgestellten Kriterienraster werden auch aktuelle Prozesse unterstützt, denn „um die Veränderungen des Umwelt- und Naturzustandes durch die Energiewende fachlich fundiert darzustellen, wird im Umweltbundesamt an der Entwicklung eines geeigneten Indikatorensatzes gearbeitet“. Aufbauend auf diesen Arbeiten soll „das künftige umweltbezogene Monitoring der Energiewende schrittweise entwickelt werden“ (vgl. Kapitel 11.1 in BMWi, 2020). Der nachfolgend vorgestellte Evaluationsansatz der Expertenkommission ist dabei jedoch weiter gefasst, insbesondere bezieht er auch ökonomische und soziale Aspekte der Energieversorgung mit ein. Insbesondere vermisst die Expertenkommission im Kapitel zur Umweltverträglichkeit die Diskussion der Interdependenzen zwischen diesen Dimensionen.

456. Bei der Evaluierung kann ein vorab definiertes Kriterienraster zur Systematik, Nachvollziehbarkeit und Transparenz beitragen, um zukünftige Entscheidungen strukturiert vorzubereiten. Es bietet zudem die Möglichkeit, die Wechselwirkungen, d. h. die Synergien und Zielkonflikte, zwischen einzelnen Kriterien, aber auch zwischen Maßnahmen selbst aufzuzeigen sowie alternative Maßnahmen anhand ihrer individuellen Stärken und Schwächen zu vergleichen. In der Literatur gibt es bereits unterschiedliche Vorstöße zu Kriterienrastern für Instrumente und Maßnahmen.

Multikriterieller Bewertungsansatz (ENavi)

457. Einen Vorstoß hat das Kopernikus-Projekt ENavi geleistet, das einen multikriteriellen Bewertungsansatz für eine nachhaltige Energiewende erstellt hat (Gaschnig et al., 2018). Der Bewertungsansatz entstand im Rahmen eines transdisziplinären Forschungsprozesses und umfasst mehrere Schritte. Im ersten Schritt werden mögliche politische Handlungsoptionen zu Maßnahmen gebündelt. Deren Folgen werden in einem zweiten Schritt abgeschätzt. Dazu werden sie als Szenarien in combuterbasierten Energiesystemmodellen simuliert. Durch die Verwendung verschiedener Modelle, darunter LIMES, TIMES, REMIND, E2M2 und NEWAGE, können Daten zu einer Vielzahl an Nachhaltigkeits-Aspekten generiert werden. Auf Basis der Daten und zusätzlicher Einschätzungen von Experten werden die Maßnahmen im dritten Schritt systematisch bewertet. Die Ergebnisse werden in einem Bewertungsprofil zusammengefasst.

458. Die Idee des ENavi geht jedoch noch einen Schritt über die reine Bewertung von Maßnahmen hinaus. Das Bewertungsprofil soll als Grundlage dienen, um Maßnahmen mit Akteuren aus der Praxis zu diskutieren. Diese können ihre Erfahrung und ihr Wissen einbringen, um einen iterativen Prozess anzustoßen, der in möglichst zielführende und zugleich nachhaltige Maßnahmen mündet. Zu erwähnen bleibt, dass die Kriterien ausgesprochen umfangreich und vielfältig sind. Der multikriterielle Bewertungsansatz aus dem Kopernikus-Projekt ENavi bildet eine maßgebliche Grundlage für das spätere Kriterienraster der Expertenkommission.

„Feasibility Framework“ (IPCC)

459. Auch von Seiten des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) gibt es einen Ansatz. Dieser wurde im Zuge des IPCC Special Report 2019 publiziert (IPCC, 2019). Hintergrund des Special Report ist, dass die Unterzeichner des Pariser Klimaabkommens das IPCC darum baten, die Folgen einer Erderwärmung um 1,5°C, gegenüber dem vorindustriellen Zeitalter, mit denen einer Erderwärmung um 2°C zu vergleichen. Das IPCC stellte fest, dass eine Beschränkung auf 1,5°C klare Vorteile hat, da extreme Wetterereignisse und der Anstieg des Meeresspiegels reduziert werden. Daraus ergab sich die Frage, welche Maßnahmen zur Erreichung des 1,5°C-Ziels ergriffen werden können und welche Hürden es hinsichtlich ihrer Umsetzbarkeit gibt.

460. Zur Beantwortung dieser Frage entwickelte das IPCC ein „Feasibility Framework“, d. h. einen Rahmen zur Evaluation der Umsetzbarkeit von Klimaschutzmaßnahmen. Es unterscheidet zwischen Minderungs- und Anpassungsmaßnahmen. Minderung umfasst alle Maßnahmen zur Begrenzung der Erderwärmung. Dazu zählen sowohl die Verringerungen und Vermeidungen von Treibhausgasemissionen als auch die Absorption bereits emittierter Treibhausgase. Anpassung bezieht sich auf Maßnahmen zur Eindämmung der Auswirkungen des Klimawandels.

461. Ziel der Evaluation ist kein „Ja“ oder „Nein“. Vielmehr soll gezeigt werden, an welchen Stellen es Hürden gibt und an welchen nicht. Dementsprechend wird die Umsetzbarkeit anhand von sechs verschiedenen Dimensionen betrachtet: ökonomisch, technisch, institutionell, soziokulturell, ökologisch und geophysikalisch. Jede Dimension umfasst wiederum mehrere Kriterien, die sich für Minderungs- und Anpassungsmaßnahmen unterscheiden (vgl. Tabelle 31).

462. Die Kriterien bilden den Ausgangspunkt, um die Umsetzbarkeit einer Maßnahme zu evaluieren. Zu Beginn stellt sich für jedes Kriterium die Frage, ob es für die jeweilige Maßnahme anwendbar ist. Für alle anwendbaren Kriterien wird eingeschätzt, ob es hinsichtlich der Umsetzbarkeit erhebliche, moderate oder keinerlei Hürden gibt. Für „erhebliche Hürden“, „moderate Hürden“ und „keinerlei Hürden“ vergibt das IPCC Punkte. Je geringer die Hürden, desto höher die Punktzahl. Aus den Punkten der einzelnen Kriterien wird im Anschluss ein Gesamturteil für jede Dimension gebildet. Dazu wird die Summe der Punkte durch die Anzahl der eingeschätzten Kriterien dividiert (gewichtetes Mittel). Somit gilt auch beim Gesamturteil: Je höher die Punktzahl, desto geringer die Hürden.

Tabelle 31: Kriterien zur Umsetzbarkeit von Anpassungs- und Minderungsmaßnahmen

Dimension	Kriterien	
	Anpassungsmaßnahmen	Minderungsmaßnahmen
Ökonomisch	Mikroökonomische Rentabilität Makroökonomische Rentabilität Effekte auf sozioökonomische Verwundbarkeit Effekte auf Beschäftigung und Produktion	Kostenffizienz Verteilungswirkungen Effekte auf Beschäftigung und Produktion
Technisch	Verfügbarkeit technischer Ressourcen Potential zur Risikovermeidung	Skalierbarkeit Reife eines Produkts Simplizität Risiken
Institutionell	Politische Akzeptanz Rechtliche Umsetzbarkeit Verfügbarkeit institutioneller Kapazitäten Transparenz	Politische Akzeptanz Rechtliche Umsetzbarkeit Verfügbarkeit institutioneller Kapazitäten Transparenz
Soziokulturell	Soziale Nebeneffekte Soziokulturelle Akzeptanz Soziale und regionale Integrität Generationengerechtigkeit	Soziale Nebeneffekte Öffentliche Akzeptanz Soziale und regionale Integrität Generationengerechtigkeit Menschliche Verwirklichungschancen
Ökologisch	Ökologische Tragfähigkeit Anpassungskapazität	Reduktion von Luftverschmutzung Reduktion toxischen Mülls Wasserverbrauch Biodiversität
Geophysikalisch	Physikalisches Leistungspotential Flächennutzung Gefahrenrisiken	Physikalisches Leistungspotential Flächennutzung Ressourcenverbrauch Möglichkeiten zur globalen Verbreitung

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von IPCC (2019)

„Hydrogen Society“ (GJETC)

463. Während das IPCC einen eindeutigen Fokus auf die Umsetzbarkeit von Maßnahmen legt, legt das German-Japanese Energy Transition Council (GJETC) einen thematischen Schwerpunkt und konzentriert sich mit einem seiner aktuellen Studienprogramme auf die „Wasserstoff-Gesellschaft“ (GJETC, 2020). Ausgangspunkt ist die Erkenntnis, dass Wasserstoff eine Schlüsselrolle für die Zukunft unseres Energiesystems spielt (vgl. Kapitel 11). Unter dieser Prämisse entwickelt das GJETC spezifische Kriterien für die Produktion nachhaltigen Wasserstoffs.

464. Zentral für alle Arten von Wasserstoff ist die CO_2-Bilanz im Vergleich zu fossilen Brennstoffen. Diese wird auf Basis einer Lebenszyklusanalyse ermittelt, die alle Emissionen berücksichtigt, die bei der Produktion des Wasserstoffs anfallen. Sofern erforderlich, umfasst das auch Emissionen, die durch Wasserentsalzung und verstärkte Landnutzung entstehen.

465. Wasser ist im Bereich der Wasserstoffproduktion jedoch auch ein eigenes Kriterium einer nachhaltigen Produktion. Besonders in ariden Regionen muss sichergestellt werden, dass die Wasserversorgung nicht negativ beeinflusst und notfalls durch zusätzliche Meerwasserentsalzungsanlagen gesichert wird. Aber auch in nicht-ariden Regionen gilt es, nachhaltige Wassermanagementpläne zu erstellen und strikt einzuhalten.

466. Die Produktion von Wasserstoff beansprucht neben Wasser auch erhebliche Landflächen. Grundsätzlich gibt es Regionen, die aufgrund von heißem oder windigem Wetter nicht nur dünn besiedelt sind, sondern auch ein hohes Potenzial für die Produktion von Wasserstoff bieten (vgl. Kapitel 11). Sofern diese Produktion jedoch mit Siedlungen, Naturschutzgebieten, bestehender Infrastruktur oder der Nahrungsmittelproduktion um Raum

konkurriert, können Konflikte entstehen. Im Sinne einer nachhaltigen Wasserstoffproduktion muss somit darauf geachtet werden, die Landnutzung zu begrenzen und Konflikte abzumildern. Als ersten Schritt in diese Richtung nennt das GJETC den Grundsatz, die Nutzung von Naturschutzgebieten zur Wasserstoffproduktion zu untersagen.

467. Anstatt sich negativ auf die Gegebenheiten vor Ort auszuwirken, sollte der Aufbau von Anlagen und Infrastrukturen zur Erzeugung von Wasserstoff lokale Gemeinschaften in ihrer nachhaltigen Entwicklung unterstützen. Dieses soziale und ethische Kriterium der Wasserstoffproduktion ist die Grundlage einer fairen Partnerschaft zum Aufbau globaler Wertschöpfungsketten.

13.2 Kriterienraster und zu beachtende Aspekte

468. Trotz ihres unterschiedlichen Fokus folgen die bisherigen Kriterienraster demselben Grundgedanken einer möglichst nachhaltigen Gestaltung von Klimaschutzmaßnahmen [97]. Zudem haben sie gemein, dass sie ähnliche oder manchmal sogar identische Kriterien betrachten. Die Expertenkommission subsumiert die bisherigen Vorstöße zu einem Kriterienraster für Instrumente und Maßnahmen, das die Bundesregierung auf dem Weg zur langfristigen Klimaneutralität unterstützen und eine ganzheitliche Beurteilung ermöglichen soll. Das Raster besteht aus insgesamt 14 Kriterien, die auf die Alternativen und den Status Quo gleichermaßen angewendet werden sollten: Effektivität, Kosteneffizienz / Gesamtkosten, zeitliche Aspekte, wirtschaftliche Planungssicherheit, Beitrag zur Wirtschaftsleistung, Resilienz, Umwelt- und Ressourcenschonung, Schutz der menschlichen Gesundheit, Governance, Legalität, ethische Akzeptanz, Legitimität, Förderung des sozialen Zusammenhalts, Synergien und Zielkonflikte. Zu den einzelnen Kriterien werden wiederum unterschiedliche Aspekte und Indikatoren angeführt, die zur Bewertung herangezogen werden können (vgl. Tabelle 32).

469. In der Vergangenheit hat die Expertenkommission bei der Förderung einer nachhaltigen Entwicklung bereits eine möglichst umfassende Perspektive gewählt. Dies hat sich z. B. durch den Einbezug des sozialen Nachhaltigkeitsbarometers des IASS in die Energiewende-Ampel oder die Aufnahme von Nachhaltigsaspekten in die Leitsätze eines guten Energieeffizienz Monitorings (Kapitel 5.4 in EWK, 2015) geäußert. Entsprechend wurde auch für die nachfolgenden Kriterien eine möglichst umfassende Perspektive gewählt.

470. Die Kriterien bieten zudem einen Anknüpfungspunkt an die Sustainable Development Goals (SDGs) der 2030-Agenda für eine nachhaltige Entwicklung, die bereits 2015 von den Staats- und Regierungschefs der Vereinten Nationen verabschiedet wurde. In gewisser Weise lassen sich die Kriterien sogar direkt aus den SDGs ableiten. Das spätere Kriterium der Effektivität folgt beispielsweise aus SDG13 „Take urgent action to combat climate change and its impacts“ (United Nations, 2015).

471. Zu beachten ist, dass die Kriterien kein starres System bilden. Sie sind ein flexibles Instrument und können jeweils an die zu evaluierende Maßnahme angepasst werden. Je nach Relevanz, können auch weitere Kriterien hinzugefügt oder Kriterien weggelassen werden. Sinnvoll ist ein Tableau, das eine möglichst geringe Komplexität aufweist und dennoch eine strukturierte Diskussion erlaubt.

[97] Für den Verkehr liegen keine gleichermaßen umfassenden Kriterienraster vor, sondern vielmehr eine Vielzahl von Kriterienrastern, die spezifischen Zielsetzungen folgen oder auf spezifische Verkehrsmittel abzielen. Das auf europäischer Ebene vorhandene Kriterienraster der Sustainable Urban Mobility Plans (SUMP) bezieht sich nicht alleine auf Energie- und/oder klimarelevante Aspekte und verbindet sowohl inhaltliche als auch prozessuale Aspekte für mehr Nachhaltigkeit im städtischen Kontext.

472. Das Raster beginnt mit der Betrachtung der *Effektivität*, d. h. inwiefern eine Maßnahme einen Beitrag zur Erreichung der Treibhausgasneutralität leistet. Die Effektivität kann anhand quantitativer Indikatoren, wie der Reduktion von Treibhausgasen oder des Primärenergieverbrauchs, gemessen werden.

473. Damit die Treibhausgasneutralität nicht nur möglichst schnell, sondern auch möglichst effizient erreicht wird, müssen auch die Kosten von Maßnahmen betrachtet werden. Stichhaltige Aussagen über die finanziellen Belastungen, die aus einer Maßnahme resultieren, lassen sich mit dem Kriterium *Kosteneffizienz bzw. Gesamtkosten* treffen. Die Kosteneffizienz setzt den Effekt einer Maßnahme in Relation zu deren Kosten. Als Indikatoren können die Kosten pro eingesparter Einheit CO_2 (Euro pro t CO_2) oder die Kosten pro eingesparter kWh (Euro pro kWh) dienen. Bei den Gesamtkosten einer Maßnahme gibt es absolute und relative Indikatoren. Erstere betrachten die Kostenbelastung für Unternehmen, Sektoren und die gesamte Volkswirtschaft im Aggregat (aggregierte Letztverbraucherausgaben). Letztere setzen die Kostenbelastung in Relation zur Wertschöpfung oder dem Bruttoinlandsprodukt. Erwähnenswert sind dabei die Energiestückkosten (Energiekosten pro Einheit der Bruttowertschöpfung). Ihre Betrachtung ist sinnvoller als die reine Betrachtung von Energiepreisen, da sie sowohl die Energiekosten (beeinflusst durch Energiepreise und Energieverbrauch) als auch die Bruttowertschöpfung berücksichtigen.

474. Für jede Maßnahme müssen der *Zeithorizont und der optimale Zeitpunkt der Implementierung* evaluiert werden. Es fragt sich, ob sie langfristig und/oder kurzfristig sinnvoll ist und ob sie zur Erreichung lang- und/oder kurzfristiger Ziele beiträgt. Maßnahmen, die in der kurzen Frist sinnvoll sind, sind dies in der langen Frist womöglich nicht. Ein Beispiel findet sich im Bereich des Wasserstoffs (vgl. Kapitel 11). Reallabore und die Förderung von Forschung und Entwicklung sind in der kurzen Frist sinnvoll, um die Entwicklung unmittelbar und schnell voranzutreiben. In der langen Frist sind sie jedoch zu kostenintensiv und ineffizient. Zudem sind sie nicht großflächig skalierbar. Stattdessen muss in der langen Frist ein marktgetriebener Durchbruch stattfinden, wofür sich wiederum marktliche Maßnahmen wie eine CO_2-Bepreisung eignen. Neben dem Zeithorizont, über den Maßnahmen sinnvoll sind, ist es auch wichtig, den richtigen Zeitpunkt für die Implementierung einer Maßnahme zu bestimmen. Betrachtet man wieder die Forschung und Entwicklung im Bereich des Wasserstoffs, kann es womöglich Vorteile bieten, Maßnahmen vorzuziehen. Dadurch könnte ein First-Mover-Advantage erlangt oder die technologische Vorreiterrolle deutscher Unternehmen gestärkt werden. Die Expertenkommission ist sich bei der Aufstellung dieses Kriteriums bewusst, dass in der Realpolitik oftmals keine großen Umbrüche in der kurzen Frist durchsetzbar sind. Dagegen sprechen Rigiditäten und Pfadabhängigkeiten sowie die Gefahr, den Rückhalt und die Akzeptanz von Seiten der Bevölkerung zu verlieren. Nichtsdestotrotz sollte die Bundesregierung eine langfristige Vision für die Energiewende und die Klimaneutralität entwickeln und ihre Maßnahmen konsequent daran ausrichten.

475. Die *wirtschaftliche Planungssicherheit* ist ein relevantes Kriterium für Akteure deren Investitionen einen Beitrag zur Erreichung der Treibhausgasneutralität darstellen. Sie kann u. a. über die erwartete Rendite gemessen werden, die mit einer Investition einhergeht. Wie hoch das Mindestmaß an erwarteter Rendite sein sollte, ist kontextspezifisch. Es hängt von den wirtschaftlichen und politischen sowie den unternehmensinternen Rahmenbedingungen ab. So sind viele Unternehmen gewohnt und in der Lage, mit Unsicherheiten im operativen Geschäft umzugehen, wohingegen viele Haushalte sie womöglich als unzumutbar betrachten würden.

476. Da für die Treibhausgasneutralität bis 2050 eine langfristige und vorausschauende Perspektive eingenommen werden muss, ist es für Maßnahmen auch entscheidend, inwiefern sie einen *Beitrag zur Wirtschaftsleistung* darstellen. Dieser kann über eine Steigerung der Innovationskraft, des Wettbewerbs oder der Beschäftigung geleistet werden. Ein Erfolg für die Beschäftigung ist dabei nicht nur eine reine Steigerung, sondern auch die Vermeidung prekärer Beschäftigungsverhältnisse, insbesondere von Beschäftigungen im Niedriglohnsektor,

Leih- und Zeitarbeitsverhältnissen sowie unfreiwilligen Teilzeitbeschäftigungen. Auch wenn Maßnahmen augenscheinlich keinen direkten Effekt auf die Wirtschaftsleistung haben, muss hinterfragt werden, ob nicht dennoch Effekte auftreten können. Besonders im internationalen Kontext können Verzerrungen des Wettbewerbs oder Verzerrungen von Preisen zu einer Abwanderung von Unternehmen führen. Damit kann sowohl eine Abwanderung von Kapital und Arbeitsplätzen als auch von Emissionen verbunden sein („Carbon Leakage"). Derartige Effekte werden beispielsweise im Kontext der nationalen CO_2-Bepreisung diskutiert (vgl. Kapitel 13.3).

477. Ein Kriterium, das im Zuge der Corona-Pandemie an Bedeutung gewonnen hat, ist die *Resilienz*. Sie bezeichnet die Fähigkeit eines Systems, mit Störungen umzugehen und hängt von Diversität, Redundanz, Feedbackmechanismen, flexiblen Kopplungen und Modularität ab. Ist ein System divers, wirken sich Störungen unterschiedlich auf dessen einzelne Bestandteile aus. Dadurch kann die Gesamtwirkung von Störungen verringert werden. Redundanz bezeichnet, wie viele gleichartige Bestandteile in einem System vorhanden sind (numerisch) und wie viele dieser Bestandteile eine gleichartige Funktion übernehmen können (funktionell). Bei Störungen liefern Feedbackmechanismen Informationen und stärken die Lernfähigkeit eines Systems, wohingegen flexible Kopplungen es ermöglichen, einzelne Bestandteile schnell voneinander zu trennen. Sind die Bestandteile zudem modular, ist es leichter, fehlerhafte Bestandteile zu ersetzen.

478. Ein durchaus offensichtliches Kriterium für nachhaltige Entwicklung ist die *Umwelt- und Ressourcenschonung*. Dabei geht es sowohl um die Inanspruchnahme erneuerbarer (Luft, Wasser, Boden, etc.) und nicht erneuerbarer Ressourcen als auch um die Funktion unserer Umwelt als Senke. Um diese Funktion zu erhalten, sollte die maximale Kapazität zur Assimilation nicht überschritten werden. Wie hoch diese Grenze ist, bleibt bislang unklar. Nichtsdestotrotz – oder gerade deswegen – sollten Emissionen, Belastungen des Grundwassers und die Menge an Sonderabfall als Indikatoren berücksichtigt werden. Neben quantitativen Indikatoren, können für die Umwelt- und Ressourcenschonung aber auch deskriptive Indikatoren berücksichtigt werden. Sie sind für die kulturelle Funktion der Natur bestimmt und bringen zum Ausdruck, dass sie unser Leben nicht nur erhält, sondern auch bereichert.

479. Das Kriterium „*Schutz der menschlichen Gesundheit*" bezieht sich auf die negativen gesundheitlichen Auswirkungen, die durch Energieproduktion, -transport und -nutzung entstehen. Gesundheitsgefahren können über Nahrungsmittel, Luft und Trinkwasser, aber auch über Lärm und Strahlung zu Stande kommen. Messbar werden sie über quantitative Indikatoren, wie die Konzentration von Feinstaub (PM2.5 und PM10) in der Luft oder die Nitratkonzentration im Grundwasser (Milligramm pro Liter).

480. Unter den Aspekt der *Governance* fällt, dass Maßnahmen eine einfache Koordinierung auf regionaler, nationaler und europäischer Ebene erlauben müssen, damit der Wandel zur Klimaneutralität nicht gebremst wird. Einen Vorteil bieten dabei zentrale marktliche Maßnahmen, da sie über unterschiedliche regulatorische Ebenen gleichermaßen wirken. In Zeiten von Schocks und Krisen bieten sie zudem den Vorteil, dass sie sich über Preismechanismen automatisch anpassen. Bestehende administrative Kapazitäten können somit anderweitig zur Krisen-Bekämpfung eingesetzt werden.

481. Legalität beinhaltet drei Aspekte: Die rechtsetzenden Akteure und ihre Kompetenzbereiche, die rechtliche Handlungsform, in der die Maßnahme umgesetzt wird, sowie eine Vereinbarkeitsprüfung mit dem geltenden Recht. Sofern die Akteure und die Handlungsform einer Maßnahme bereits feststehen, erfolgt ausschließlich die Prüfung, ob die Maßnahme mit dem geltenden Recht vereinbar ist. Sollte die Prüfung ergeben, dass sie mit dem geltenden Recht unvereinbar ist, können Änderungsvorschläge unterbreitet werden. Sofern die Ausgestaltung noch unvollständig ist, kann empfohlen werden, welche Akteure eine Maßnahme mit dem geltenden Recht vereinbar machen, und bei welcher rechtlichen Handlungsform dies der Fall ist. Die Prüfung, ob eine Maßnahme mit dem geltenden Recht vereinbar ist, muss dabei sowohl auf nationaler Ebene als auch auf internationaler Ebene

erfolgen. Für Maßnahmen, die einzelne Handelsregionen schützen sollen (beispielsweise ein Border Carbon Adjustment), ist insbesondere die WTO Konformität zu prüfen.

482. Die *ethische Akzeptanz* orientiert sich daran, ob die möglichen Risiken zumutbar und die Selbstbestimmungsrechte der betroffenen Individuen uneingeschränkt sind. Hinzu kommt, ob die entstehenden Lasten gerecht verteilt sind. Die Bedeutung dieses Aspekts wurde auch in der Vergangenheit bereits von der Expertenkommission betont und beispielsweise in die Leitsätze eines guten Energieeffizienz-Monitorings integriert (vgl. Kapitel 5.4 in EWK, 2015). Genau wie die Legalität umfasst auch die ethische Akzeptanz eine internationale Perspektive. Diese knüpft sogar unmittelbar an die Legalität an und ist gewissermaßen eine erweiterte Prüfung. Grund ist, dass international legale Maßnahmen nicht zwangsläufig ethisch akzeptabel sind. Sie müssen eine Grundlage für faire internationale Partnerschaften bilden. In Hinblick auf zukünftige Wasserstoff-Partnerschaften mit afrikanischen und asiatischen Ländern und den Aufbau globaler Wertschöpfungsketten gewinnt dieser Aspekt an Bedeutung. Um international Verantwortung zu tragen, müssen Aufbau und Infrastruktur der Anlagen die jeweiligen Länder in ihrer nachhaltigen Entwicklung unterstützen. Insbesondere bei der ethischen Akzeptanz gilt der Grundsatz, dass die Unterkriterien kein starres System bilden. Erst wenn eine Maßnahme vollständig ausgestaltet ist, sollten die genauen Unterkriterien zur Bewertung festgelegt werden.

483. Ein erster Schritt zur *Legitimität* einer Maßnahme ist eine lückenlose Legitimationskette der verantwortlichen Institution. Hinzu kommt, ob die der Entscheidung Unterworfenen das grundsätzliche Vorgehen als fair und rechtmäßig empfinden, unabhängig davon, ob die Maßnahme ihren Präferenzen entspricht. Darauf aufbauend wird die Legitimität gestärkt, wenn die Maßnahme selbst mit dem grundsätzlichen Narrativ aller beteiligten Akteure übereinstimmt. Entspricht sie darüber hinaus den individuellen Meinungsbildern der Akteure, ist die Legitimität tendenziell hoch.

484. Die *Förderung des sozialen Zusammenhalts* bildet heute und in Zukunft einen Grundstein für unser gesellschaftliches Zusammenleben. Aspekte, die den sozialen Zusammenhalt fördern, wurden bereits bei der ethischen Akzeptanz und der Legitimität beschrieben. Im Gegensatz dazu, richtet sich der Blick an dieser Stelle auf die Daseinsvorsorge. Gegenüber gegenwärtigen Mitgliedern der Gesellschaft besteht die Verpflichtung, entstehende Lasten gerecht zu verteilen und verwundbare Gruppen zu schützen. Für die Generationengerechtigtkeit muss aber auch zukünftigen Mitgliedern der Gesellschaft ein ausreichendes Maß an technischer Infrastruktur hinterlassen werden. Dafür muss der Staat einerseits als Investor auftreten, um Infrastrukturen zu erhalten und auszubauen (Ausgabenseite des Haushalts). Andererseits muss er Einnahmen generieren, um zukünftige Investitionen zu ermöglichen.

485. Als Anmerkung zum Schluss des Kapitels, soll auf *Synergien und Zielkonflikte* zwischen Maßnahmen eingegangen werden. Diese sind zwar kein Kriterium im engeren Sinne, können aber aufgrund ihrer Bedeutsamkeit dennoch explizit bei der Evaluation von Maßnahmen angeführt werden. Es besteht die Gefahr, dass man viele einzelne Instrumente/Maßnahmen anhand des Rasters evaluiert, aber übersieht, dass das Zusammenspiel der Maßnahmen nicht passt. Bei der Evaluierung muss immer eine ganzheitliche Perspektive eingenommen werden, die auf die langfristige Vision der Klimaneutralität ausgerichtet ist. Maßnahmen müssen daher in Bezug zueinander gesetzt und ihre Synergien und Trade-offs erfasst werden. Andernfalls besteht die Gefahr, dass man sich in kleinteiligen Maßnahmen verliert oder Maßnahmen die gleiche Zielrichtung besitzen, jedoch schlecht miteinander verzahnt sind. Im Verkehrssektor dienen Flottengrenzwerte beispielsweise der Emissionsminderung, überschneiden sich jedoch mit der zukünftigen nationalen CO_2-Bepreisung, die bei der Zielerreichung effizienter und kostengünstiger sein kann (Paltsev et al., 2018). Hinzu kommt bei den Synergien und Zielkonflikten, dass diese bei gewissen Maßnahmen auch zwischen den einzelnen Kriterien existieren können. Ein besonders aufwendiger Legitimationprozess kann beispielsweise die zeitliche Umsetzung einer Maßnahme verzögern. Dadurch

bietet sich ein Zielkonflikt mit den zeitlichen Aspekten und es besteht die Gefahr, dass der optimale Zeitpunkt der Implemetierung verpasst wird.

Tabelle 32: Kriterienraster auf dem Weg zur Klimaneutralität (Perspektive 2030 und 2050), Teil 1

Kriterium	Aspekte und Indikatoren	
Effektivität	Klimaschutz	Reduktion von Treibhausgasemissionen
	Erneuerbare Energien	Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch
		Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch
		Anteil der Erneuerbaren Energien am Wärmeverbrauch
		Anteil der Erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch des Verkehrs
	Energieeffizienz bzw. Energieverbrauch	Reduktion des Primärenergieverbrauchs
		Endenergieproduktivität
		Reduktion des Wärmebedarfs im Gebäudesektor
		Reduktion des Endenergieverbrauchs im Verkehr
Kosteneffizienz / Gesamtkosten	Kosteneffizienz	Kosten pro CO_2-Einsparung (Euro pro t CO_2)
		Kosten pro eingesparter kWh (Euro pro kWh)
	Gesamtkosten	Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Strom, Wärme und Verkehr (absolute Betrachtung)
		Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Strom, Wärme und Verkehr pro Einheit des BIP (relative Betrachtung)
Zeithorizont und optimaler Zeitpunkt der Implementierung	Übereinstimmung mit langfristiger Vision	
	Optimaler Zeitpunkt der Implementierung	
	First-Mover-Advantage	
	Rolle als Vorreiter hinsichtlich Technologie und Klimaschutz	
	Langfristige Wirkung	
	Kurzfristige Wirkung	
	Reife des Produkts und Skalierbarkeit	
Wirtschaftliche Planungssicherheit	Planungssicherheit für Investitionen in die Klimaneutralität	Erwartete Rendite
		Unsicherheiten
Beitrag zur Wirtschaftsleistung	Direkte Effekte	Erwarteter BIP-Zuwachs
		Funktionsfähigkeit des Wettbewerbs
		Innovationskraft
		Beschäftigung
	Indirekte Effekte	Abwanderung von Unternehmen, Kapital und Arbeitsplätzen
		Verzerrung von Wettbewerbsbedingungen
		Verzerrung von Preisen
Resilienz	Diversität	
	Redundanz	
	Feedbackmechanismen	
	Flexible Kopplungen	
	Modularität	

Tabelle 33: Kriterienraster auf dem Weg zur Klimaneutralität (Perspektive 2030 und 2050), Teil 2

Kriterium	Aspekte und Indikatoren	
Umwelt- und Ressourcenschonung	Erneuerbare Ressourcen	Flächenverbrauch
		Wasserverbrauch
	Nicht-erneuerbare Ressourcen	Ressourcenverbrauch
		Ressourcenproduktivität
		Verbrauch an kritischen Rohstoffen (z. B. seltene Erden)
	Umwelt als Senke	Emission von Feinstaub, Stickstoffdioxid und Schwefeldioxid
		Nitratkonzentration im Grundwasser
		Menge an Sonderabfall
	Kulturelle Funktion der Natur	Landschaftsbild (deskriptive Indikatoren)
	Biodiversität	
Schutz der menschlichen Gesundheit	Nahrungsmittel	Energiebezogene Emissionen von Cadmium, Blei und Quecksilber
	Luft	Konzentration von Feinstaub, bodennahem Ozon, Stickstoffdioxid und Schwefeldioxid
	Wasser	Stickstoffeintrag pro Einheit landwirtschaftlicher Fläche
	Lärm und Strahlung	Anzahl der Tage eines Jahres mit Grenzwertüberschreitungen
Governance	Koordinierungsbedarf zwischen regionaler, nationaler und europäischer Ebene	
	Kohärente Gestaltung von Maßnahmen	
Legalität	Rechtsetzende Akteure	
	Rechtliche Handlungsform	
	Vereinbarkeit mit geltendem Recht	National
		International
	WTO Konformität	
Ethische Akzeptanz		
	Zumutbarkeit der entstehenden Risiken für die Betroffenen	
	Vereinbarkeit mit dem Selbstbestimmungsrecht	
	Generationengerechtigkeit	
	Aufbau fairer internationaler Partnerschaften	
	Internationale Verantwortung	
Legitimität		
	Legitimität des Verfahrens	Akzeptanz des Verfahrens
		Verfahrensstandards
		Transparenz des Verfahrens
		Teilhabe am Verfahren
	Legitimität der Maßnahme selbst	Übereinstimmung mit grundsätzlichem Narrativ aller Akteursgruppen
		Übereinstimmung mit individuellen Meinungsbildern der Akteure
Förderung des sozialen Zusammenhalts	Daseinsvorsorge für gegenwärtige Mitglieder der Gesellschaft	Schutz vulnerabler Gruppen
		Gerechte Lastenverteilung (gegenwärtige Generation)
	Daseinsvorsorge für zukünftige Mitglieder der Gesellschaft	Auswirkungen auf Einnahmen und Ausgaben des öffentlichen Haushalts
	Generationengerechtigkeit (generationsübergreifend)	
Synergien und Zielkonflikte	Synergien	
	Zielkonflikte	
	Überschneidung mit Maßnahmen gleicher Zielsetzung	

Quelle: Eigene Darstellung

13.3 Anwendung des Kriterienrasters

486. Das transdisziplinäre Forschungsprojekt ENavi hat auch bei der Anwendung von Kriterienrastern einen Vorstoß geleistet. Es hat zum Kohleausstieg unterschiedliche Szenarien erstellt, computerbasiert simuliert und die Ergebnisse anhand des eigenen multikriteriellen Bewertungsansatzes evaluiert (Gaschnig et al., 2020). Auf dieser Vorarbeit sowie den vielfältigen wissenschaftlichen Erkenntnissen des BMBF Förderschwerpunkts „Ökonomie des Klimawandels II“ basiert die nachfolgende Evaluierung des Kohleausstiegs und der nationalen CO_2-Bepreisung für Wärme und Verkehr.

Kohleausstieg

487. Analog zur obigen Vorstellung des Kriterienrasters beginnt die Evaluierung mit der Effektivität, die im Fall des Kohleausstiegs nur bedingt gegeben ist. Durch seine ordnungsrechtliche Ausgestaltung führt der Kohleausstieg zwar mit Sicherheit zu einem Ende der Kohleverstromung, jedoch wird er nicht ausreichen, um das langfristige Ziel der Klimaneutralität bis 2050 zu erreichen (Oei et al., 2019). Im Gegenzug bietet der Kohleausstieg Planungssicherheit für Energieproduzenten, aber auch für Investoren. Letztere werden bestärkt, Investitionen in fossile Energien auslaufen zu lassen und stattdessen in alternative Energieinfrastrukturen zu investieren (Kriegler et al., 2018). Ein positiver Nebeneffekt ist dabei die Verringerung der Abhängigkeit von Importen fossiler Energieträger (Hainsch et al., 2020).

488. In den betroffenen Regionen trägt der Kohleausstieg zur Schonung von Umwelt und Ressourcen bei und hat einen positiven Effekt auf die menschliche Gesundheit (Rauner et al., 2020). Negativ ist jedoch, dass das Ende der Kohleverstromung aller Voraussicht nach zu einer Verringerung der Beschäftigung führen wird. Dieser Effekt ist bereits in den 1960er und 1990er Jahren durch den Niedergang der Braun- und Steinkohleförderung eingetreten. Umfangreiche Ausgleichszahlungen an Beschäftigte und Unternehmen konnten damals keine neuen Perspektiven und Einkommensquellen schaffen (Brauers et al., 2020). Die negativen historischen Erfahrungen dürfen sich weder wiederholen noch die Erwartungen der Bevölkerung prägen. Notwendig ist ein rascher Strukturwandel, der nachhaltige und innovative Arbeitsplätze schafft. Zu begrüßen ist daher das im August in Kraft getretene Strukturstärkungsgesetz, das mit 40 Mrd. Euro die Digitalisierung, den Ausbau von Verkehrsinfrastruktur sowie Forschung und Entwicklung in den betroffenen Regionen fördert.

489. Auf Seiten der Energieproduzenten und Unternehmen entwertet der Kohleausstieg einen Teil der bisherigen Infrastruktur (van der Ploeg und Rezai, 2020). Es entstehen „Stranded Assets“. Durch die Entwertung hätten sich politische Widerstände formieren können, die den Kohleausstieg womöglich in seiner Umsetzung hätten beeinflussen können (Meng und Rode, 2019). Ein Versuch, diese Widerstände abzuwenden, sind die angedachten Entschädigungszahlungen in Höhe von 4,35 Mrd. Euro. Diese sind sowohl hinsichtlich ihres Umfangs als auch ihrer Notwendigkeit kritisch zu betrachten (Matthes et al., 2020). Sie erhöhen nicht nur die Gesamtkosten des Kohleausstiegs, sondern verzerren auch die Verteilung der entstehenden Lasten. Sie machen den Kohleausstieg zu einem teuren Signal, das Deutschlands Rolle als Vorreiter im Klimaschutz aufzeigen soll. Ein Ende der Kohleverstromung hätte jedoch kostengünstiger und effizienter durch eine CO_2-Bepreisung erreicht werden können. Sofern der Green Deal zu höheren CO_2-Preisen führt, kann sogar der Fall eintreten, dass der ordnungsrechtliche Kohleausstieg zu langsam ist.

490. Vor diesem Hintergrund hat die Expertenkommission in der Vergangenheit bereits sowohl eindringlich darauf hingewiesen, möglichst auf Entschädigungen zu verzichten, als auch den Kohleausstieg auf Basis des Green Deals neu zu bewerten und gegebenenfalls nachzubessern (Kapitel 4 in EWK, 2020).

Tabelle 34: Evaluierung des Kohleausstiegs auf Basis des Kriterienrasters

Kriterium	Bewertung	
Effektivität	0	Führt mit Sicherheit zum Ende der Kohleverstromung (ist jedoch nicht ausreichend um langfristige Klimaziele zu erreichen).
Kosteneffizienz / Gesamtkosten	-	Erfordert in seiner gegenwärtigen Ausgestaltung Entschädigungszahlungen von 4,35 Mrd. Euro.
Zeitliche Aspekte	-	Kurzfristiges und zugleich teures Signal, das die deutsche Vorreiterrolle aufzeigen soll. Mittelfristig hätte ein Ausstieg auch über die CO_2-Bepreisung erfolgen können. Sofern der Green Deal in höhere CO_2-Preise übersetzt wird, kann der ordnungsrechtliche Kohleausstieg sogar zu langsam sein.
Wirtschaftliche Planungssicherheit	+	Liefert Planungssicherheit für Kraftwerksbetreiber und Investoren.
Beitrag zur Wirtschaftsleistung	-	Kann zu einer Verringerung der Beschäftigung führen.
Resilienz	+	Verringert die Abhängigkeit von Importen fossiler Energieträger.
Umwelt- und Ressourcenschonung	+	Schont Umwelt und Ressourcen.
Schutz der menschlichen Gesundheit	+	Hat positiven Effekt auf die menschliche Gesundheit, u. a. weil die CO_2-Bepreisung zu einem verringerten Einsatz fossiler Energieträger führt und damit auch zu einer Reduktion von Luftschadstoffen etc.
Governance	0	Entfaltet Wirkung auf regionaler und nationaler Ebene, adressiert jedoch ausschließlich die Energieproduktion.
Legalität	+	Verabschiedung durch Bundesrat und Bundestag am 03.07.2020. Am 14.08.2020 in Kraft getreten.
Ethische Akzeptanz	-	Entschädigungszahlungen verzerren Verteilung der entstehenden Lasten.
Legitimität	0	Erwartung an den Kohleausstieg kann durch historische Erfahrung negativ geprägt sein.
Förderung des sozialen Zusammenhalts	0	Strukturbruch in den betroffenen Regionen muss verhindert werden, um Rückhalt der Energiewende in der Bevölkerung nicht zu gefährden.
Synergien und Zielkonflikte	-	Kohleausstieg verfolgt das gleiche Ziel wie das EU ETS und die nationale CO_2-Bepreisung, ist jedoch die ineffizientere Maßnahme.

Quelle: Eigene Darstellung

CO_2-Bepreisung für Wärme und Verkehr

491. Im Januar 2021 startet die nationale CO_2-Bepreisung für Heiz- und Kraftstoffe. Diese beginnt zunächst mit einem Festpreis von 25 Euro/t CO_2, der schrittweise auf bis zu 55 Euro im Jahr 2025 ansteigt. Im Anschluss wird der fixe CO_2-Preis in ein nationales Emissionshandelssystem (nEHS) überführt, wobei für 2026 eine Preisunter- und Preisobergrenze von 55 Euro bzw. 65 Euro gelten. Mit dieser Maßnahme verstärkt die Bundesregierung ihre Anstrengungen, die langfristige Vision der Klimaneutralität zu erreichen. Die Bepreisung von CO_2 über das EU ETS hinaus verdeutlicht zudem die deutschen Bemühungen beim Klimaschutz. Als marktliche Maßnahme ist die CO_2-Bepreisung ein kosteneffizientes Mittel zur Senkung von Emissionen und wirkt sowohl über mehrere Sektoren als auch über mehrere Governance Ebenen (regional und national) hinweg. Sofern die nationale CO_2-Bepreisung mittelfristig in das EU ETS übergeht, wirkt sie auch auf europäischer Ebene, wodurch der positive Governance

Aspekt verstärkt wird. Da der Übergang der nationalen CO_2-Bepreisung in das EU ETS bereits angedacht ist (Bundesregierung, 2019), könnte sich die Umsetzung beschleunigen.

492. Trotz dieser positiven Aspekte bleibt die Effektivität der CO_2-Bepreisung fragwürdig. Grund ist die aktuelle Ausgestaltung. Zur Erreichung der Klimaziele ist ein deutlich höherer und steilerer Preispfad notwendig (Edenhofer et al., 2019a). Dies gilt, obwohl die Bundesregierung ihren Beschluss bereits im Mai nachgebessert und den ursprünglichen Preispfad auf die oben genannten Werte angehoben hat. In der langen Sicht kommt hinzu, dass ein gegenwärtig zu geringer CO_2-Preis durch einen zukünftig umso höheren CO_2-Preis ausgeglichen werden muss, um eine versäumte Reduktion der Emissionen aufzuholen. Ob die Bundesregierung nach 2026 einen steileren Preiskorridor anstrebt, bleibt jedoch ungewiss. Das Fehlen des Preiskorridors hat auch zur Folge, dass die Planungssicherheit für Unternehmen und private Haushalte sinkt. Diese kennen lediglich die Entwicklung des Fixpreises bis 2025 und den Preiskorridor für 2026. Hinsichtlich der Entwicklung nach 2026 herrscht Unsicherheit.

493. Eine Überlappung bietet die CO_2-Bepreisung mit den bestehenden Flottengrenzwerten im Verkehrssektor. Diese haben die gleiche Zielsetzung wie die CO_2-Bepreisung und waren bislang noch die wirksamste Maßnahme zur Reduzierung der Emissionen im Verkehrssektor. Langfristig bietet die CO_2-Bepreisung jedoch mehr Optionen zur Emissionsreduktion, verringert Rebound-Effekte und ist kosteneffizienter[98] (Paltsev et al., 2018).

494. In der öffentlichen Debatte ist die Lastenverteilung der CO_2-Bepreisung ein viel diskutierter Punkt. Die Emissionsrechte müssen von allen Unternehmen, die Heiz- und Brennstoffe in Umlauf bringen, erworben werden, sodass die Zahllast bei ihnen liegt. Die Traglast, d. h. wer letztlich die Kosten der CO_2-Bepreisung trägt, weicht jedoch von der Zahllast ab und wird vom Marktumfeld bestimmt. Die Last der Nachfrager ist umso größer, je unelastischer sie reagieren, d. h. je weniger sie ihre Nachfrage bei einer Erhöhung der Preise reduzieren. Die Literatur zu Preiselastizitäten ist unterschiedlich umfangreich für den Verkehrs- und den Wärmesektor (Frondel & Vance, 2018; Pothen & Tovar Reaños, 2018). Sie zeigt jedoch für beide Sektoren ein einheitliches Bild, das sowohl kurz- als auch langfristig von einer geringen Elastizität geprägt ist.

495. Konkret ergibt sich daraus für deutsche Haushalte bei einem CO_2-Preis von 55 Euro im Jahr 2025 eine Mehrbelastung von ca. 0,2 % bis 0,5 % des Netto-Einkommens. Dabei werden mittlere Einkommen relativ am stärksten belastet. Die im Vermittlungsausschuss von Bundesrat und Bundestag beschlossenen Ausgleichsmaßnahmen können diesen Verteilungseffekt nicht ausgleichen. Die ärmsten 20 % werden zwar entlastet, aber die hohe Belastung mittlerer Einkommen bleibt bestehen (Edenhofer et al., 2019b).

496. Kritisch wird die CO_2-Bepreisung auch von Unternehmen und Industrieverbänden aufgefasst, die einen Verlust der Wettbewerbsfähigkeit fürchten. Auf theoretischer Basis ist diese Sorge berechtigt, wenn Unternehmen CO_2-intensiv produzieren und zugleich in Wettbewerb mit ausländischen Unternehmen stehen, die einen geringeren expliziten oder impliziten CO_2-Preis zahlen müssen. Erste Analysen von Firmen-Daten sprechen zwar gegen ein Abwandern der deutschen Industrie (Koch & Basse-Mama, 2019), dennoch sollte dieser Effekt bei zukünftig steigenden CO_2-Preisen beobachtet werden. Ebenso ist in diesem Zusammenhang auf das Problem des „Carbon Leakage“ zu achten, d. h. dass Teile der in Deutschland eingesparten Emissionen ins Ausland verlagert werden. Zum „Leakage“ kann es über unterschiedliche Kanäle kommen. Besonders anschaulich ist der Preiskanal, bei dem der unilaterale CO_2-Preis zu einer verringerten Nachfrage nach fossilen Brennstoffen führt, wodurch diese günstiger und von ausländischen Unternehmen und Haushalten stärker in Anspruch genommen werden.

[98] Die Kosten wurden gemessen als Änderung in der Wohlfahrt mit Hilfe der „Äquivalenzvariation“. Letztere kann lose interpretiert werden als die Menge zusätzlichen Einkommens, die an Konsumenten gezahlt werden müsste, um diese für die Verluste aufgrund einer Politikmaßnahme zu kompensieren.

497. Es zeigt sich, dass die derzeitige Ausgestaltung der CO_2-Bepreisung nicht zielkompatibel ist und zudem unerwünschte Folgen in Bezug auf Lastenverteilung, Wettbewerbsfähigkeit und Verlagerung von CO_2-Emissionen haben kann, die bislang nicht ausreichend adressiert werden. Die Expertenkommission hat in der Vergangenheit bereits eine CO_2-basierte Energiepreisreform als mögliche Gegenmaßnahme vorgestellt (vgl. Kapitel 12 in EWK, 2019 sowie Kapitel 2 in EWK, 2020). Diese verbindet einen Wegfall von Abgaben und Umlagen beim Strompreis mit einer (mittelfristigen) Gegenfinanzierung über einen verschärften CO_2-Preis.

498. Das aktuelle Preissystem für Energie ist geprägt von einer Vielzahl an komplexen Maßnahmen und Instrumenten. Sie alle sollen der Erreichung der Klimaziele dienen, sind jedoch schlecht miteinander verzahnt, kleinteilig und kurzfristig. Dadurch entstehen heterogene und zugleich ineffiziente Preissignale (unterschiedliche implizite Preise für CO_2). Mit dem Ziel, Klimaziele möglichst effizient zu erreichen und Klimapolitik an den Ursachen des Klimawandels auszurichten, ist eine einheitliche CO_2-Bepreisung die bevorzugte Wahl.

499. Der Reformvorschlag der Expertenkommission aus dem letzten Jahr sieht konkret einen Wegfall der EEG- und KWKG-Umlage (23,9 und 0,9 Mrd. Euro in 2020) sowie eine größtmögliche Reduktion der Stromsteuer (6,7 Mrd. Euro in 2020) vor. Bezüglich letzterem bedeutet das eine Reduktion von 2,05 ct/kWh auf den laut EU Energiesteuerrichtlinie erlaubten Mindestsatz von 0,1 ct/kWh. Der Vorschlag der Expertenkommission umfasst des Weiteren das Energiesteuergesetz. Auch hier kann im Zuge der Reform die Energiesteuer reduziert und durch ein CO_2-basiertes Instrument ersetzt werden. Analoge Vorschläge kommen auch von Seiten des Sachverständigenrates (Sachverständigenrat, 2020).

500. Zur Refinanzierung dient ein CO_2-Preis von 50 Euro/t CO_2 über alle Sektoren. Dies betrifft somit nicht nur die Sektoren Wärme und Verkehr, sondern auch das EU ETS, das mit einem nationalen Zuschlag versehen würde. Aus dem höheren und zugleich flächendeckenden CO_2-Preis gehen Einnahmen von 25 Mrd. Euro hervor. Eine weitere Möglichkeit zur Refinanzierung ist die Reduktion direkter bzw. indirekter Subventionen fossiler Energieträger, z. B. der Entfernungspauschale oder steuerlicher Begünstigung privat genutzter Dienstwagen (Sachverständigenrat, 2020).

501. Eine Energiepreisreform würde zu einer gerechten Lastenteilung beitragen, da sie zu progressiven Verteilungseffekten führt. Ein durchschnittlicher deutscher Haushalt mit einem jährlichen Stromverbrauch von 3.500 kWh würde ceteris paribus 310 Euro pro Jahr sparen, wenn EEG- und KWKG-Umlage entfallen und die Stromsteuer auf das erlaubte Minimum reduziert wird. Selbst nach Berücksichtigung des höheren CO_2-Preises von 50 Euro/t CO_2 verbleibt dem Haushalt eine Netto-Ersparnis von 30 Euro, unter der Annahme, dass er Wenigfahrer (8.000 km/Jahr) ist und eine Gasheizung nutzt.

502. Trotz der Zielsetzung, die entstehenden Lasten möglichst gerecht zu verteilen, lässt sich nicht ausschließen, dass es in Einzelfällen zu sozialen Härten kommt. Diese können jedoch durch zusätzliche Maßnahmen abgefedert werden. Derartige Maßnahmen stehen der Reform nicht entgegen. Im Gegenteil, eine Abfederung sozialer Härten kann zur Akzeptanz beitragen (Carattini et al., 2017).

503. Entlastung bietet eine CO_2-basierte Energiepreisreform auch kleinen und mittelständischen Unternehmen. In der Corona-Krise ist diese Entlastung umso dringlicher. Zudem macht die Energiepreisreform nachhaltige Investitionen attraktiver und wirkt konjunkturbelebend. Das gilt insbesondere, wenn die Refinanzierung über höhere CO_2-Preise nicht unmittelbar oder in voller Höhe erfolgt. Für die Energiepreisreform sollte daher bei Bedarf entsprechend auch auf Haushaltsmittel zurückgegriffen werden. Die Beschlüsse der Bundesregierung zur Entlastung bei den Stromkosten und einer Absenkung der EEG-Umlage über Zuschüsse aus dem Bundeshaushalt gehen daher in die richtige Richtung, sind aber noch nicht weitreichend genug.

504. In jedem Fall sollten die Effekte der CO_2-Bepreisung und einer Energiepreisreform klar und überzeugend kommuniziert werden. Eine klar verständliche und konsistente Ansprache schafft Vertrauen. Mögliche Gewinner

und Verlierer, sei es auf Seiten der Haushalte oder auf Seiten der Unternehmen, müssen benannt werden. Formate zur Wissensvermittlung und Partizipation gilt es zu stärken, da sie die Akzeptanz und Legitimität von Maßnahmen erhöhen. Ein Beispiel auf nationaler Ebene ist die Französische Bürgerkonvention zum Klima „La Convention Citoyenne pour le Climat“, auf europäischer Ebene gibt es den Vorschlag der „European Citizens‘ Assembly“. Der Sorge der Unternehmen, dass eine CO_2-Bepreisung zu einem Verlust der Wettbewerbsfähigkeit führt, kann innereuropäisch mit der Integration der nationalen CO_2-Bepreisung (bzw. des nationalen Emissionshandelssystems) in das EU ETS oder durch eine Allianz mit weiteren willigen EU-Mitgliedsstaaten begegnet werden. Außerhalb der EU kann der Wettbewerbsverzerrung mit einem Grenzsteuerausgleich (Border Carbon Adjustment) entgegengewirkt werden. Auf Produkte, die aus dem außereuropäischen Ausland importiert werden, wird dabei eine Abgabe entsprechend ihres CO_2-Gehalts erhoben. Dadurch werden europäische und nichteuropäische Unternehmen gleichermaßen belastet und es entsteht ein „Level Playing Field“. Ein Grenzsteuerausgleich sollte jedoch nur zielgerichtet und in wenigen Sektoren eingesetzt werden, d. h. dort, wo er unvermeidbar ist. Außerdem muss er konform mit dem EU-Recht und insbesondere dem WTO-Recht ausgestaltet sein (Mehling et al., 2019). Um Handelspartner nicht zu benachteiligen, muss ein Grenzsteuerausgleich zudem berücksichtigen, inwiefern CO_2 bereits explizit oder implizit bepreist wird. Bei der Erfassung des CO_2-Gehalts von Produkten bedarf es klarer Standards. Ein Grenzsteuerausgleich kann jedoch auch positiv und auf kooperativem Wege weitergedacht werden. Er könnte beispielsweise genutzt werden, um einen Anreiz für die Mitgliedschaft in einem Klima-Club zu setzen, der sich durch gemeinsame Klima-Verpflichtungen auszeichnet.

505. Die Einbettung der CO_2-Bepreisung in das EU ETS und ein Border Carbon Adjustment haben außerdem einen positiven Effekt auf Umwelt, Klima und Ressourcen. Einerseits mindern sie die Gefahr von Carbon Leakage, sodass der positive Effekt der CO_2-Bepreisung nicht konterkariert wird. Andererseits liefern sie für ausländische Unternehmen einen Anreiz in weniger CO_2-intensive Technologien zu investieren. Im Fall des Border Carbon Adjustments entsteht dieser Anreiz dadurch, dass bei weniger CO_2-intensiver Produktion die CO_2-Abgabe bei Grenzüberschreitung geringer ist.

Tabelle 35: Evaluierung der nationalen CO_2-Bepreisung auf Basis des Kriterienrasters

Kriterium	Bewertung	
Effektivität	0	Zielerreichung bei aktueller Ausgestaltung unwahrscheinlich. Höherer und steilerer Preispfad ist notwendig. Konkret schlägt die Expertenkommission einen Einstiegspreis für CO_2 von 50 Euro/t CO_2 vor. Für die Sektoren des EU-Emissionshandels impliziert dies in Deutschland einen Mindestpreis für CO_2.
Kosteneffizienz / Gesamtkosten	+	Als marktliche Maßnahme ist die CO_2-Bepreisung effizient. Zudem generiert sie Einnahmen, die zur Refinanzierung einer CO_2-basierten Energiepreisreform genutzt werden können.
Zeitliche Aspekte	+	Die Maßnahme ist langfristig angelegt, vermindert regulatorische Unsicherheit und zielt auf die Klimaneutralität ab.
Wirtschaftliche Planungssicherheit	0	Liefert Planungssicherheit für Haushalte und Unternehmen bis 2026. Die Entwicklung nach 2026 bleibt jedoch unsicher.
Beitrag zur Wirtschaftsleistung	0	In der aktuellen Ausgestaltung ohne vergleichbare Regelungen in den anderen Mitgliedsstaaten und ohne außereuropäische Regelungen, wie z. B. ein Border Carbon Adjustment, besteht die Gefahr einer Abwanderung deutscher Unternehmen.
Resilienz	+	Verringert die Abhängigkeit von Importen fossiler Energieträger.
Umwelt- und Ressourcenschonung	0	Schont grundsätzlich Umwelt und Ressourcen. Integration der nationalen CO_2-Bepreisung in das EU ETS und Border Carbon Adjustment können zudem „Carbon Leakage“ reduzieren.
Schutz der menschlichen Gesundheit	+	Hat positiven Effekt auf die menschliche Gesundheit.
Governance	+	Wirkt als marktliche Maßnahme über mehrere Sektoren- und Governance-Ebenen (regional und national) hinweg. Bei einem Übergang in das EU ETS, wird dieser Aspekt noch verstärkt. Die frühzeitige Ausrichtung auf das EU ETS, kann den Übergang beschleunigen.
Legalität	+	Verabschiedung des Brennstoffemissionshandelsgesetzes im Rahmen des Klima pakets.
Ethische Akzeptanz	0	Wirkt dank ausgleichender Maßnahmen progressiv. Eine Energiepreisreform, die die weitreichende Entlastung einkommensschwacher Haushalte sowie kleiner und mittelständischer Unternehmen umfasst, wurde bislang nicht umgesetzt.
Legitimität	0	Stimmt nicht mit dem individuellen Meinungsbild aller Akteure überein. Sie fürchten um zu starke Belastung oder Verlust der Wettbewerbsfähigkeit. Die Akzeptanz der Maßnahme könnte mittels einer klaren und transparenten Kommunikationsstrategie erhöht werden.
Förderung des sozialen Zusammenhalts	0	Eine zusätzliche Abfederung oder Umkehr sozialer Härten ist umsetzbar. Derartige Maßnahmen stehen einer CO_2-basierten Energiepreisreform nicht entgegen.
Synergien und Zielkonflikte	0	Die CO_2-Bepreisung überlappt sich mit den Flottengrenzwerten im Verkehrssektor, ist jedoch in Bezug auf CO_2 die effizientere Maßnahme. Zudem reduziert sie Rebound-Effekte und bietet mehr Optionen zur Emissionsreduktion.

Quelle: Eigene Darstellung

14 Literaturverzeichnis

Stand der Energiewende

AG Energiebilanzen (2020). Energieverbrauch sinkt auf historisches Tief. Deutliche Auswirkungen der Corona-Pandemie / Anteil fossiler Energien sinkt. Abgerufen am 18. Dezember 2020 von https://ag-energiebilanzen.de/22-0-Pressedienst.html.

Agora Energiewende (2021). Die Energiewende im Corona-Jahr: Stand der Dinge 2020 – Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2021. Abgerufen von https://static.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2021/2020_01_Jahresauswertung_2020/200_A-EW_Jahresauswertung_2020_WEB.pdf.

BDEW (2020). Die Energieversorgung 2020. Jahresbericht. Abgerufen am 18. Dezember 2020 von https://www.bdew.de/media/documents/Jahresbericht_2020_20201218.pdf.

BMU (2020). Treibhausgasemissionen gingen 2019 um 6,3 Prozent zurück. Pressemitteilung am 16. März 2020. Abgerufen am 10. Dezember von https://www.bmu.de/pressemitteilung/treibhausgasemissionen-gingen-2019-um-63-prozent-zurueck/.

BMWi (2021). Achter Monitoring-Bericht zur Energiewende 2020. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin.

EWK (2020). Klimaschutz vorantreiben, Wohlstand stärken – Kommentierung zentraler Handlungsfelder der deutschen Energiewende im europäischen Kontext. Berlin, Münster, Nürnberg, Stuttgart. Abgerufen am 01. Dezember 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html.

EWK (2018). Stellungnahme zum sechsten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2016. Berlin, Münster, Stuttgart: Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft". Abgerufen am 01. Dezember 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html.

EWK (2017). Kurzkommentar zu Stand und wichtigen Handlungs-feldern der Energiewende. Berlin, Münster, Stuttgart: Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft". Abgerufen am 01. Dezember 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html.

EWK (2016). Stellungnahme zum fünften Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2015. Berlin, Münster, Stuttgart: Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft". Abgerufen am 01. Dezember 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html.

EWK (2015). Stellungnahme zum vierten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2014. Berlin, Münster, Stuttgart: Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft". Abgerufen am 01. Dezember 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html.

EWK (2014a). Stellungnahme zum ersten Fortschrittsbericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2013. Berlin, Münster, Stuttgart: Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft". Abgerufen am 01. Dezember 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html.

EWK (2014b). Stellungnahme zum zweiten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2012. Berlin, Mannheim, Stuttgart: Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft". Abgerufen am 01. Dezember 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html.

EWK (2012). Stellungnahme zum ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2011. Berlin, Mannheim, Stuttgart: Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft". Abgerufen am 01. Dezember 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html.

IASS (2020). Soziales Nachhaltigkeitsbarometer der Energiewende 2019. Institute for Advanced Sustainability Studies e.V. (IASS). Abgerufen am 11. November 2020 von https://www.iass-potsdam.de/de/search?search_for=soziales+nachhaltigkeitsbarometer.

IASS (2019). Soziales Nachhaltigkeitsbarometer der Energiewende 2018. Institute for Advanced Sustainability Studies e.V. (IASS). Abgerufen am 11. November 2020 von https://www.iass-potsdam.de/de/search?search_for=soziales+nachhaltigkeitsbarometer.

IASS (2017). Soziales Nachhaltigkeitsbarometer der Energiewende 2017. Institute for Advanced Sustainability Studies e.V. (IASS). Abgerufen am 11. November 2020 von https://www.iass-potsdam.de/de/search?search_for=soziales+nachhaltigkeitsbarometer.

Perspektive bis zum Jahr 2030

AGEB (2020). Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.: Anwendungsbilanzen zur Energiebilanz Deutschland. Stand September 2020. www.ag-energiebilanzen.de.

Agora Energiewende (2019). Agora Energiewende und Wuppertal Institut (2019): Klimaneutrale Industrie: Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement. Berlin, November 2019. www.agora-energiewende.de.

Agora Energiewende (2020). Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2020): Klimaneutrales Deutschland. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität. www.agora-energiewende.de.

BASF (2020). BASF SE: BASF-Bericht 2019. Ludwigshafen 28.2.2020. https://bericht.basf.com/2019/de/service-seiten/downloads/files/verantwortung_wertschoepfungskette_basf_gb19.pdf.

BDEW (2020). BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: Die Energieversorgung 2020. Stand 17. Dezember 2020. https://www.bdew.de/media/documents/Jahresbericht_2020_20201218.pdf.

BDH (2020). Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie e. V.: 10-Jahres-Verlauf Absatz Wärmeerzeuger Deutschland. https://www.bdh-koeln.de/.

BNetzA (2020). Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: Netzentwicklungsplan 2035 (2021) - Genehmigung des Szenariorahmens 2021-2035. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. https://www.netzentwicklungs-plan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2035-2021.

Bosch (2019). Robert Bosch GmbH: Pressemeldung „Klimaschutz: Bosch ab 2020 weltweit CO_2-neutral“ vom 09.05.2019. https://www.bosch-presse.de/pressportal/de/de/klimaschutz-bosch-ab-2020-weltweit-co2-neutral-188800.html.

Bundestag (2020). Deutscher Bundestag: Bundestag erhöht Zertifikats-preise im Emissionshandel. MItteilung vom 8.10.2020. https://dip21.bundestag.de/dip21/btd/19/199/1919929.pdf.

Daimler (2019). Daimler AG: Pressemeldung „„Ambition2039“: Unser Weg zu nachhaltiger Mobilität” vom 13.5.2019. https://www.daimler.com/investoren/berichte-news/finanznachrichten/20190513-ambition-2039.html.

dena (2020). Deutsche Energie-Agentur: dena-FACTSHEET Wasserstoff, 2020. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2020/dena-FACTSHEET_Wasserstoff_PtG.pdf.

dena (2016). Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (Hrsg.): Der dena-Gebäudereport 2016 - Statistiken und Analysen zur Energieeffizienz im Gebäudebestand, Berlin 2016. https://www.dena.de/fileadmin/user_upload/8162_dena-Gebaeudereport.pdf.

Destatis (2020). Statistisches Bundesamt: Wohnungen nach Baujahr und Bundesländern 2018. Stand 26. Mai 2020. https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Wohnen/Tabellen/wohneinheiten-nach-baujahr.html?view=main.

Elektroauto-News (2019). Wie es um Europas Ladeinfrastruktur bestellt ist – und wie sie besser werden kann. https://www.elektroauto-news.net/2019/europas-ladeinfrastruktur-momentaufnahme-zukunft

Energiekonzept (2010). Bundeswirtschaftsministerium, Bundesumweltministerium: Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung vom 28. September 2010. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/energiekonzept-2010.html.

EU (2019). RICHTLINIE (EU) 2019/1161 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 20. Juni 2019 zur Änderung der Richtlinie 2009/33/EG über die Förderung sauberer und energieeffizienter Straßenfahrzeuge. Amtsblatt der Europäischen Union, I 2.7.2019.

EU Kommission (2020). COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT SWD(2020) 176 final, Brussels, 17.9.2020: IMPACT ASSESSMENT Accompanying the document COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS Stepping up Europe’s 2030 climate ambition Investing in a climate-neutral future for the benefit of our people https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/ip_20_1599.

EU Parlament (2020. Europäisches Parlament: EU-Klimagesetz: Parlament will Emissionen bis 2030 um 60 % reduzieren. Pressemitteilung vom 8.10.2020. https://www.europarl.europa.eu/news/de/press-room/20201002IPR88431/eu-klimagesetz-parlament-will-emissionen-bis-2030-um-60-reduzieren.

EU Rat (2020). Tagung des Europäischen Rates (10. und 11. Dezember 2020) – Schlussfolgerungen. Brüssel, 11. Dezember 2020. EUCO 22/20 CO EUR 17 CONCL 8. https://www.consilium.europa.eu/media/47346/1011-12-20-euco-conclusions-de.pdf.

EWK (2020). Klimaschutz vorantreiben, Wohlstand stärken – Kommentierung zentraler Handlungsfelder der deutschen Energiewende im europäischen Kontext. Berlin, Münster, Nürnberg, Stuttgart. Abgerufen am 01. Dezember 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html.

EWK (2019). Stellungnahme zum zweiten Fortschrittsbericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2017. Berlin, Münster, Stuttgart: Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft". Abgerufen am 01. Dezember 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html.

FhG IBP (2020). Fraunhofer-Institut für Bauphysik IBP: Entwicklung des energiesparenden Bauens. Stuttgart. https://www.ibp.fraunhofer.de/de/kompetenzen/energieeffizienz-und-raumklima/energiesparendes-bauen.html.

FhG ISI (2020). Winkler, J., George, J., Held, A., Bekk, A., Ragwitz, M., Maurer, C., Tersteegen, B., Bangert, L., Kahl, H., Kahles, M.: Auswirkungen klima- und energiepolitischer Instrumente mit Fokus auf EEG-Umlage, Stromsteuer und CO_2-Preis - Finanzierungsmechanismus für erneuerbare Energien: Einnahmen- und Refinanzierungsseite; im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Juli 2020, Karlsruhe. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/finanzierungsmechanismus-fuer-erneuerbare-energien-einnahmen-und-refinanzierungsseite.html.

Garnadt, N., Grimm, V., Reuter, W.H. (2020). Carbon Adjustment Mechanisms: Empirics, Design and Caveats. German Council of Economic Experts. Working Paper 11/2020. https://www.sachverstaendigenrat-wirtschaft.de/fileadmin/dateiablage/Arbeitspapiere/Arbeitspapier_11_2020.pdf.

GAV Energie (2020). Großabnehmerverband Energie Baden-Württemberg e.V.: Persönliche Mitteilung Herr Ruch, Oktober 2020. https://www.gav-energie.de.

GGP (2011). Greenhouse Gas Protocol: Corporate Value Chain (Scope 3) Accounting and Reporting Standard - Supplement to the GHG Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard. World Resources Institute and World Business Council for Sustainable Development, September 2011. https://ghgprotocol.org/standards/scope-3-standard.

iwu (2019). Diefenbach, N., Jahn, K. et al.: Monitoring der KfW-Programme „Energieeffizient Sanieren“ und „Energieeffizient Bauen“ 2017. Gutachten im Auftrag der KfW Bankengruppe. Institut Wohnen und Umwelt, Fraunhofer-Institut für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung IFAM. Darmstadt, Bremen 2018, korrigierte Fassung 19.03.2019. https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/Konzernthemen/Research/PDF-Dokumente-alle-Evaluationen/Monitoring-der-KfW-Programme-EBS-2017.pdf.

Klimaschutzbericht (2020). Klimaschutzbericht 2019 zum Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 der Bundesregierung vom 19.8.2020. https://www.bmu.de/download/klimaschutzbericht-2019/.

KfW (2020). KfW: Merkblatt Energieeffizient Sanieren – Kredit. gültig seit März 2020, abgerufen im Dezember 2020. https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-(Inlandsf%C3%B6rderung)/PDF-Dokumente/6000003743_M_151_152_EES_Kredit-2.pdf.

KSG (2019). Bundes-Klimaschutzgesetz vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2513).

KSG BW (2020). Landtag von Baden-Württemberg: Gesetz zur Weiterentwicklung des Klimaschutzes in Baden-Württemberg vom 14. Oktober 2020. Drucksache 16 / 8993. https://um.baden-wuerttemberg.de/de/klima/klimaschutz-in-baden-wuerttemberg/klimaschutzgesetz/.

KSP (2019). Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050. Stand Oktober 2019. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Industrie/klimaschutzprogramm-2030.html.

NECP (2020). Integrierter Nationaler Energie- und Klimaplan vom 10.6.2020 gemäß der VERORDNUNG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz, zur Änderung der Richtlinie 94/22/EG, der Richtlinie 98/70/EG, der Richtlinie 2009/31/EG, der Verordnung (EG) Nr. 663/2009, der Verordnung (EG) Nr. 715/2009, der Richtlinie 2009/73/EG, der Richtlinie 2009/119/EG des Rates, der Richtlinie 2010/31/EU, der Richtlinie 2012/27/EU, der Richtlinie 2013/30/EU und der Richtlinie (EU) 2015/652 des Rates und zur Aufhebung der Verordnung

(EU) Nr. 525/2013. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/I/integrierter-nationaler-energie-klimaplan.pdf?__blob=publicationFile&v=8.

NPM AG5 (2020). Flächendeckende öffentliche Ladeinfrastruktur. Zwischenbericht 10/2020 der Arbeitsgruppe 5 Verknüpfung der Verkehrs- und Energienetze, Sektorkopplung. https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/2download/flaechendeckende-oeffentliche-ladeinfastruktur/.

Politikszenarien IX (2020). Harthan, R. O., Brugger, H., Steinbach, J. et al: Abschätzung der Treibhausgasminderungswirkung des Klimaschutzprogramms 2030 der Bundesregierung, Teilbericht des Projektes „THG-Projektion: Weiterentwicklung der Methoden und Umsetzung der EU-Effort Sharing Decision im Projektionsbericht 2019 („Politikszenarien IX“)“; Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit sowie des Umweltbundesamtes (Hrsg.). Öko-Institut, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien. Oktober 2020. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/abschaetzung_treibhausgasminderungswirkung_klimaschutzprogramms2030_der_bundesregierung_final.pdf.

Prognos (2020). Prognos, ISI, GWS, iinas: Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgenabschätzungen 2030/2050. Dokumentation von Referenzszenario und Szenario mit Klimaschutzprogramm 2030 Basel. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Wirtschaft/klimagutachten.html.

Prognos (2020a). Thamling, N., Kemmler, A. et al: Kurzgutachten zu Maßnahmen zur Zielerreichung 2030 zur Begleitung des Klimakabinetts im Auftrag des BMWi. Prognos AG, navigant, Öko-Institut, ifeu, adelphi, bbh, dena. Berlin, Basel, Freiburg, Heidelberg, Köln, 2020. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/kurzgutachten-zu-massnahmen-zur-zielerreichung-2030-zur-begleitung-des-klimakabinetts.pdf?__blob=publicationFile&v=8.

Roland Berger (2019). Bernhard Langefeld: Wie der klimaneutrale Umbau des Industriestandorts Deutschland gelingen kann. https://www.rolandberger.com/de/Point-of-View/Klimaschutz-in-der-deutschen-Industrie-Herausforderungen-und-L%C3%B6sungsans%C3%A4tze.html.

Tagesspiegel Background (2020). 28 Prozent Anteil Erneuerbare Energien im Verkehr bis 2030. Tagesspiegel Background vom 21.12.2020.

TECSON (2020). TECSON GmbH & Co. KG: Heizöl Preisentwicklung u. Tendenz. https://www.tecson.de/.

UBA (2020) Umweltbundesamt: Treibhausgasemissionen gingen 2019 um 6,3 Prozent zurück. Pressemitteilung Nr. 11/2020 vom 16.3.2020. https://www.umweltbundesamt.de/presse/pressemitteilungen/treibhausgasemissionen-gingen-2019-um-63-prozent.

UMK (2020). Hessisches Ministerium für Umwelt, Klimaschutz, Landwirtschaft und Verbraucherschutz: 95. Umweltministerkonferenz am 13. November 2020. Vorläufiges Ergebnisprotokoll, Stand: 13.11.2020. https://www.umweltministerkonferenz.de/documents/vorlaeufiges-protokoll-95-umweltministerkonferenz-per-videokonferenz-13112020_1605265119.pdf.

VDV (2019). VDV Statistik 2019, Tab. 41.

Wasserstoffstrategie (2020). Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Die Nationale Wasserstoffstrategie, Juni 2020. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.html.

WEO (2020). International Energy Agency: World Energy Outlook 2020, France, October 2020. https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020.

Wuppertal Inst. (2020). Wuppertal Institut: CO_2-neutral bis 2035: Eckpunkte eines deutschen Beitrags zur Einhaltung der 1,5-°C-Grenze. Bericht. Wuppertal, Oktober 2020. https://www.wupperinst.org/p/wi/p/s/pd/924/.

Zeit (2019). Mehr Elektrobusse im Einsatz - Gesamtzahl weiter sehr gering. Die Zeit, 6. September 2019. https://www.zeit.de/news/2019-09/06/mehr-elektrobusse-im-einsatz-gesamtzahl-weiter-sehr-gering?utm_referrer=https%3A%2F%2Fwww.google.de%2F.

Klimapolitische Instrumente zur Erreichung der 2030-Ziele

acatech, Leopoldina und Akademienunion (2018). Governance für die Europäische Energieunion. Gestaltungsoptionen für die Steuerung der EU-Klima und Energiepolitik bis 2030. Abgerufen am 04. November 2020 von https://energiesysteme-zukunft.de/publikationen/stellungnahme-energieunion.

acatech, Leopoldina und Akademienunion (2020). Energiewende 2030: Europas Weg zur Klimaneutralität. Abgerufen am 04. November 2020 von https://energiesysteme-zukunft.de/energiewende-2030.

Agora Energiewende (2020). PROGNOS, ÖKO-INSTITUT und WUPPERTAL-INSTITUT. Klimaneutrales Deutschland. Abgerufen im Oktober 2020 von https://static.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2020/2020_10_KNDE/A-EW_192_KNDE_Zusammenfassung_DE_WEB.pdf.

Agora Energiewende/Agora Verkehrswende (2020): Der Doppelte Booster - Vorschlag für ein zielgerichtetes 100-Milliarden-Wachstums- und Investitionsprogramm. Abgerufen am 04. November 2020 von https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2020/2020-05_Doppelter-Booster/179_A-EW_A-VW_Doppelter-Booster_WEB.pdf.

Allen, M.R., Dube, O.P. Solecki, W., Aragón-Durand, F., Cramer, W., Humphreys, S., Kainuma, M., Kala, J., Mahowald, N., Mulugetta, Y., Perez, R., Wairiu, M., Zickfeld, K. (2018). Framing and context. In: Global warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty [Masson-Delmotte, V., Zhai, P., Pörtner, H.-O., Roberts, D., Skea, J., Shukla, P.R., Pirani, A., Moufouma-Okia, W., Péan, C., Pidcock, R., Connors, S., Matthews, J.B.R., Chen, Y., Zhou, X., Gomis, M.I., Lonnoy, E., Maycock, T., Tignor, M., Waterfield, T. (Hrsg.)].

BMF (2020). Corona-Folgen bekämpfen, Wohlstand sichern, Zukunftsfähigkeit stärken. Ergebnis. Koalitionsausschuss 3. Juni 2020. Abgerufen am 04. November 2020. https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Standardartikel/Themen/Schlaglichter/Konjunkturpaket/2020-06-03-eckpunktepapier.pdf?__blob=publicationFile.

BMU (2020). Bundeskabinett beschließt höheren CO_2-Preis, Entlastungen bei Strompreisen und für Pendler. Abgerufen am 04. Nobember 2020. https://www.bmu.de/pressemitteilung/bundeskabinett-beschliesst-hoeheren-co2-preis-entlastungen-bei-strompreisen-und-fuer-pendle/.

BMWi (2020). Integrierter Nationaler Energie- und Klimaplan. Abgerufen am 04. November 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/I/integrierter-nationaler-energie-klima-plan.pdf?__blob=publicationFile&v=8.

Dafnomilis, I., den Elzen, M., van Soest, H., Frederic, H., Kuramochi, T., Höhne, N. (2020). Exploring the impact of the COVID-19 pandemic on global emission projections – Assessment of green versus non-green recovery. Abgerufen am 04. November 2020 https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-new-climate-institute-2020-exploring-the-impact-of-covid-19-pandemic-on-global-emission-projections_4231.pdf.

Edenhofer, O., Flachsland, C., Kalkuhl, M., Knopf, B., Pahle, M. (2019a). Bewertung des Klimapakets und nächste Schritte. CO_2-Preis, sozialer Ausgleich, Europa, Monitoring. Abgerufen am 01. Mai 2020 von https://www.mcc-berlin.net/fileadmin/data/B2.3_Publications/Working%20Paper/2019_MCC_Bewertung_des_Klimapakets_final.pdf.

Edenhofer, O., Flachsland, C., Kalkuhl, M., Knopf, B., Pahle, M. (2019b). Optionen für eine CO_2-Preisreform. MCC-PIK-Expertise für den Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung. Abgerufen am 01. Mai 2020 von https://www.mccberlin.net/fileadmin/data/B2.3_Publications/Working%20Paper/2019_MCC_Optionen_für_eine_CO2Preisreform_final.pdf.

EU-KOM (2020a). Angepasstes Arbeitsprogramm 2020 der Kommission. COM(2020) 440 final. Abgerufen am 04. November 2020 von https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:f1ebd6bf-a0d3-11ea-9d2d-01aa75ed71a1.0010.02/DOC_1&format=PDF.

EU-KOM (2020b). Die Stunde Europas – Schäden beheben und Perspektiven für die nächste Generation eröffnen. COM(2020) 456 final. Abgerufen am 04. November 2020 von https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0456&from=EN.

EU-KOM (2020c). Investitionsplan für ein zukunftsfähiges Europa. Investitionsplan für den europäischen Green Deal. COM(2020) 21 final. Abgerufen am 14. Dezember von https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX:52020DC0021.

EU-KOM (2020d). National emissions reduction targets (Effort Sharing Regulation) – review based on 2030 climate target plan. Abgerufen am 04. November 2020 von https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/12656-Updating-Member-State-emissions-reduction-targets-Effort-Sharing-Regulation-in-line-with-the-2030-climate-target-plan.

EU-Rat (2020). Schlussfolgerung des Europäischen Rates vom 21.07.2020. EUCO 10/20. Abgerufen am 04. November 2020 von https://www.consilium.europa.eu/media/45136/210720-euco-final-conclusions-de.pdf.

EU-KOM (2019). Vereint für Energieunion und Klimaschutz – die Grundlage für eine erfolgreiche Energiewende schaffen. COM(2019) 285 final. Abgerufen am 14. Dezember von https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52019DC0285&from=EN.

Felbermayr, G., Peterson, S. (2020). Economic assessment of Carbon Leakage and Carbon Border Adjustment. Studie für das Europäische Parlament. Abgerufen am 14. Dezember 2020 von https://www.europarl.europa.eu/thinktank/en/document.html?reference=EXPO_BRI(2020)603501.

Feld, L.P., Grimm, V., Schnitzer, M., Truger, A., Wieland, V. (2020), So kann sich die Wirtschaft erholen. Abgerufen am 14. Dezember 2020 von https://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/wirtschaftsweise-coronakrise-ratschlaege-1.4913986.

Garnadt, N., Grimm, V., Reuter, W.H. (2020). Border carbon adjustment: Empirics, design and caveats. Arbeitspapier. Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung, Wiesbaden. Im Erscheinen.

Grimm, V. (2020). Kann ein Klimaklub die Welt retten? Handelsblatt, 03.11.2020.

IMF (2020). Policy Responses to COVID-19. Policy Tracker. Abgerufen am 04. November 2020 von https://www.imf.org/en/Topics/imf-and-covid19/Policy-Responses-to-COVID-19.

Köder, L., Burger, A. (2017). Umweltschädliche Subventionen in Deutschland 2016. Abgerufen am 14. Dezember 2020 von https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/umweltschaedliche-subventionen-in-deutschland-2016.

Liebich, L., Nöh, L., Rutkowski, F., Schwarz, M. (2020). Current developments in green finance. Working Paper 05/2020. Abgerufen am 14. Dezember 2020 von https://www.sachverstaendigenrat-wirtschaft.de/fileadmin/dateiablage/Arbeitspapiere/Arbeitspapier_05_2020.pdf.

Löschel, A., Hepburn, C., Kaltenegger, O., Mattauch, L. (2017). Schriftliche Stellungnahme zur öffentlichen Anhörung zu dem Gesetzesentwurf der Bundesregierung „Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Energie- und des Stromsteuergesetzes“. BT-Drucksache 18/11493. Abgerufen am 04. November 2020 von https://www.bundestag.de/resource/blob/506524/80c6bfe49e29b364a1fa28cbc76303b0/07-data.pdf.

Mehling, M.A., van Asselt, H., Das, K., Droege, S., Verkuijl, C. (2019). Designing Border Carbon Adjustments for Enhanced Climate Action. The American Journal of International Law, 113(3), 433-481.

Nordhaus, W. (2015). Climate clubs: Overcoming free-riding in international climate policy. American Economic Review, 105 (4), 1339-1370.

Oppermann, B., Renn, O. (2019). Partizipation und Kommunikation in der Energiewende. Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft. Abgerufen am 04. November 2020 von https://energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/PDFs/ESYS_Analyse_Partizipation_Kommunikation.pdf.

Paltsev, S., Chen, Y.-H. H., Karplus, V., Kishimoto, P., Reilly, J., Löschel, A., Koesler, S. (2018). Reducing CO_2 from Cars in the European Union. Transportation, 45, 573-595.

Polzin, F., Egli, F., Steffen, B., Schmidt, T.S. (2019). How do policies mobilize private finance for renewable energy? – A systematic review with an investor perspective. Applied Energy, 236, 1249-1268.

Sachverständigenrat (2020). Coronakrise gemeinsam bewältigen, Resilienz und Wachstum stärken. Jahresgutachten. Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung, Wiesbaden.

Schenker, O., Koesler, S., Löschel, A. (2018). On the effects of unilateral environmental policy on offshoring in multi-stage production processes. Canadian Journal of Economics, 51(4), 1221-1256.

Vogt-Schilb, A., Meunier, G., Hallegatte, S. (2018). When starting with the most expensive option makes sense: Optimal timing, cost and sectoral allocation of abatement investment. Journal of Environmental Economics and Management, 88, 210-233.

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien – Aktuelle Entwicklungen

Ackermann (2001). ACKERMANN, Thomas, ANDERSSON, Göran und SÖDER, Lennart. Distributed generation: a definition. Electric Power Systems Research. April 2001. Jg. 57, Nr. 3, S. 195–204. DOI 10.1016/S0378-7796(01)00101-8.

AEE (2020). Agentur für erneuerbare Energien: “Akzeptanz in der Fläche, Protest im Lokalen?” Berlin. https://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/publikationen/akzeptanz-in-der-flaeche-protest-im-lokalen.

Agora Energiewende (2020a). Die Ökostromlücke, ihre Effekte und wie sie gestopft werden kann [online]. März 2020. Abgerufen am 7.10.2020 unter: https://static.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2020/2020-01_DE-RE-Boost-2030/177_A-EW_Oekostromluecke-stopfen_WEB.pdf.

Agora Energiewende (2020b). PROGNOS, ÖKO-INSTITUT und WUPPERTAL-INSTITUT. Klimaneutrales Deutschland [online]. Oktober 2020. Verfügbar unter: https://static.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2020/2020_10_KNDE/A-EW_192_KNDE_Zusammenfassung_DE_WEB.pdf.

Amado (2017) AMADO, Miguel, POGGI, Francesca, RIBEIRO AMADO, António und BREU, Sílvia. A Cellular Approach to Net-Zero Energy Cities. Energies. 2017. Jg. 10, Nr. 11, S. 1826. DOI 10.3390/en10111826.

Anumar (2020). ANUMAR GMBH. Solarpark Schornhof. [online]. Verfügbar unter: https://www.anumar.de/referenzen/solarpark-schornhof_id1511.

Benz (2015). BENZ, Thomas, DICKERT, J, ERBERT, M, ERDMANN, N, JOHAE, C, KATZENBACH, B, GLAUNSINGER, W, MÜLLER, H, SCHEGNER, P und SCHWARZ, J. Der zellulare Ansatz: Grundlage einer erfolgreichen, regionenübergreifenden Energiewende. 2015.

Bergner (2020). BERGNER, Joseph, SIEGEL, Bernhard und QUASCHNING, Volker. Hemmnisse und Hürden für die Photovoltaik [online]. Januar 2020. Verfügbar unter: https://pvspeicher.htw-berlin.de/wp-content/uploads/2020_01_HTW_Berlin_PV2City_Hemmnisse_und_Huerden_fuer_die_Photovoltaik.pdf.

BMWi (2019). BUNDEMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE BMWI. Stärkung des Ausbaus der Windenergie an Land [online]. Berlin, 2019. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/staerkung-des-ausbaus-der-windenergie-an-land.pdf?__blob=publicationFile&v=10.

BMWI (2020a). BUNDEMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWI). Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. [online]. März 2020. Verfügbar unter: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html.

BMWi (2020b). BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE. Mehr Strom vom Meer. 20 Gigawatt Offshore-Windenergie bis 2030 realisieren [online]. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Mai 2020. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/offshore-vereinbarung-mehr-strom-vom-meer.pdf?__blob=publicationFile&v=6.

BNetzA (2020a). Statistiken zu den Ausschreibungsverfahren für Solaranlagen [online]. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Solaranlagen/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html.

BNetzA (2020b). Statistiken zum Ausschreibungsverfahren zur Ermittlung der finanziellen Förderung von Windenergieanlagen an Land nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. 04.11.2020. Verfügbar unter:

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html .

BNetzA (2020c). Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit - Gesamtes Jahr 2019. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen.

BNetzA/BKartA (2020). Monitoringbericht 2019. Stand: 13. Januar 2020. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Abgerufen am 21. Oktober 2020 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2019/Monitoringbericht_Energie2019.pdf?__blob=publicationFile&v=6.

Bundesregierung (2020). BUNDESREGIERUNG. Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energiewirtschaftlicher Vorschriften (Regierungsentwurf vom 23.09.2020) [online]. 23. September 2020. [Zugriff am: 29. September 2020]. Verfügbar unter: https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/2020-09/gesetzentwurf-aenderung-erneuerbare-energien-gesetzes-und-weiterer-energierechtlicher-vorschriften%281%29.pdf.

Bundesrat (2020). BUNDESRAT. Drucksache 277/20: Entschließung des Bundesrates für einen zielorientierten Ausbau der Erneuerbaren Energien und einen adäquaten Rahmen für den Übergang in die Post-EEG-Phase [online]. 2020. Verfügbar unter: https://www.bundesrat.de/SharedDocs/drucksachen/2020/0201-0300/277-20.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

BEE (2020). BUNDESVERBAND ERNEUERBARE ENERGIE E.V. Das „BEE-Szenario 2030“65% Erneuerbare Energien bis 2030 – Ein Szenario des Bundesverbands Erneuerbare Energie (BEE) [online]. März 2020. Verfügbar unter: https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere_Stellungnahmen/BEE/202004_BEE-Szenario_2030_Aktualisierung.pdf.

BWE (2020). BUNDESVERBAND WINDENERGIE (BWE). Bundesregierung muss Brücke für breites Repowering ermöglichen [online]. Pressemitteilung. 2020. [Zugriff am: 13. Oktober 2020]. Verfügbar unter: https://www.wind-energie.de/presse/pressemitteilungen/detail/bundesregierung-muss-bruecke-fuer-breites-repowering-ermoeglichen/.

Deutsch (2020) Deutsch, Matthias; Badger, Jake; Kleidon, Axel; Making the most of offshore wind - Re-Evaluating the Potential of Offshore Wind in the German North Sea; Agora Energiewende; April 2020.

Deutscher Bundestag (2020). Deutscher Bundestag: Drucksache 19/25326. Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Energie (9. Ausschuss) zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung. Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften. http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/19/253/1925326.pdf.

EnBW (2020a). ENBW. EnBW beginnt Bau von 187 MW großem förderfreien Solarpark. [online]. 2020. Verfügbar unter: https://www.enbw.com/unternehmen/presse/baustart-fuer-solarpark-weesow-willmersdorf.html.

European Commission (2020). Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, An EU Strategy to harness the potential of offshore renewable energy for a climate neutral future. SWD (2020) 273 final. Brüssel. 19.11.2020. Abgerufen am 21.12.2020 unter https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/offshore_renewable_energy_strategy.pdf.

EWK (2019). Stellungnahme zum zweiten Fortschrittsbericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2017 [online]. 2019. Abgerufen am 21.12.2020 unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/ewk-stellungnahme.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

FA Wind (2018). FACHAGENTUR WIND. Ausbausituation der Windenergie an Land im Jahr 2017. Berlin, 2018.

FA Wind (2019a). FACHAGENTUR WINDENERGIE AN LAND. Ausbausituation der Windenergie an Land im Jahr 2019 [online]. 2020. [Zugriff am: 13. Oktober 2020]. Verfügbar unter: https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/Analysen/FA_Wind_Zubauanalyse_Wind-an-Land_Gesamtjahr_2019.pdf.

FA Wind (2019b). FACHAGENTUR WINDENERGIE AN LAND. Hemmnisse beim Ausbau der Windenergie in Deutschland – Ergebnisse einer Branchenumfrage." Berlin. https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/Analysen/FA_Wind_Branchenumfrage_beklagte_WEA_Hemmnisse_DVOR_und_Militaer_07-2019.pdf.

FA Wind (2020a). FACHAGENTUR WINDENERGIE AN LAND. Ausbausituation der Windenergie an Land im 1. Halbjahr 2020 [online]. 2020. [Zugriff am: 13. Oktober 2020]. Verfügbar unter: https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/Analysen/FA_Wind_Zubauanalyse_Wind-an-Land_Halbjahr_2020.pdf.

FA Wind (2020b). FA WIND. Analyse der 17. Ausschreibung für Windenergieanlagen an Land. 2020.

Gierkink (2020). GIERKINK, Max und SPRENGER, Tobias. Die Auswirkungen des Klimaschutzprogramms 2030 auf den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromnachfrage [online]. Januar 2020. Verfügbar unter: https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2020/01/EWI-Analyse-Anteil-Erneuerbare-in-2030_final.pdf.

Grimm (2017). GRIMM, Veronika, SÖLCH, Christian und ZÖTTL, Gregor. Regionalkomponenten bei der EE-Vergütung. Report on behalf of the German Monopoly Commission, 2017.

Güsewell (2016). GÜSEWELL, Dirk. Die Lösung könnte in einer Quote liegen. energate Energie News [online]. 2016. [Zugriff am: 12. Juni 2019]. Verfügbar unter: https://www.energate-messenger.de/news/163490/-die-loesung-koennte-in-einer-quote-liegen-Last accessed: June 12, 2019.

Hanke (2020a). HANKE, Steven. Bundesländer planen 1000-Meter-Pauschale. Tagesspiegel Background. 20. Mai 2020.

Hanke (2020b). HANKE, Steven; EU-Kommission entwirft Offshore-Strategie, Tagesspiegel Background vom 02.11.2020.

Hübner (2015). HÜBNER, Gungula und POHL, Johannes. Mehr Abstand - mehr Aktzeptanz? Ein umweltpsychologischer Studienvergleich [online]. Berlin, 2015. [Zugriff am: 15. Oktober 2019]. Verfügbar unter: https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Akzeptanz/FA-Wind_Abstand-Akzeptanz_Broschuere_2015.pdf.

Kelm (2019). KELM, Tobias, METZGER, Jochen und JACHMANN, Henning. Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz, Teilvorhaben II c: Solare Strahlungsenergie, Teilbericht Mieterstrom [online]. Juli 2019. Verfügbar unter: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/vorbereitung-begleitung-erfahrungsbericht-gemaess-paragraph-97-eeg.pdf;jsessionid=B6B6FFAA5FF46156AAF9E8D351756C91?__blob=publicationFile&v=4.

Metzger (2020). METZGER, KELM, FUCHS, KAHLES und FIETZE. Analyse der Stromeinspeisung ausgeförderter Photovoltaikanlagen und Optionen einer rechtlichen Ausgestaltung des Weiterbetriebs [online]. 2020. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/climate_change_10_2020_weiterbetrieb_ausgefoerderte_photovoltaik.pdf.

Naturstrom (2020). NATURSTROM AG. Vorschlag für eine Auffanglösung zum Weiterbetrieb von Windenergieanlagen nach dem EEG-Förderzeitraum in Zeiten coronabedingter Marktturbulenzen [online]. 2020. Verfügbar unter: https://www.naturstrom.de/Ueber_Uns/Presse/Pressemitteilungen/2020-06-08_NATURSTROM-Vorschlag_Weiterbetrieb_UE20-Windenergie_final.pdf.

Navigant (2019). NAVIGANT, FRAUNHOFER ISI, ZSW, CONSENTEC, NEON und TAKON. Evaluierungsbericht der Ausschreibungen für erneuerbare Energien – Erstellt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) [online]. 2019. Verfügbar unter: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/evaluierungsbericht-der-ausschreibungen-fuer-erneuerbare-energien.pdf?__blob=publicationFile&v=7.

NECP (2020). Integrierter Nationaler Energie-und Klimaplan. Juni 2020. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie Abgerufen am 21.12.2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/I/integrierter-nationaler-energie-klima-plan.pdf?__blob=publicationFile&v=8.

PV Magazine (2019). PV MAGAZINE. Realisierungsquote für Photovoltaik-Ausschreibungsrunde vom Oktober 2017 nur bei 35 Prozent. 12. November 2019.

PV Magazine (2020a). PV MAGAZINE DEUTSCHLAND. EnBW und Energiekontor schließen 15-jährigen PPA für förderfreien Solarpark in Deutschland. pv magazine Deutschland [online]. 2019. Verfügbar unter: https://www.pv-magazine.de/2019/02/14/enbw-und-energiekontor-schliessen-15-jaehrigen-ppa-fuer-foerderfreien-solarpark-in-deutschland/.

Stede (2019). STEDE, Jan und MAY, Nils. Strikte Mindestabstände bremsen den Ausbau der Windenergie. DIW Wochenbericht [online]. 2019. [Zugriff am: 13. Oktober 2020]. DOI 10.18723/DIW_WB:2019-48-4. Verfügbar unter: http://www.diw.de/sixcms/detail.php?id=diw_01.c.698984.de. Version Number: 2.0.

Sterr-Kölln (2017). Sterr-Kölln, Heribert. 2017. “Schein-Bürgerenergiegesellschaften. Ganz Legal Oder Ganz-Egal?” In Husum Wind 2017. https://www.sterr-koelln.com/fileadmin/media/sterr-koelln/Downloads/Praesentationen/Schein-Buergerenergiegesellschaften_-_Heribert_Sterr-Koelln.pdf.

UBA (2019). UMWELTBUNDESAMT. Auswirkungen von Mindestabständen zwischen Windenergieanlagen und Siedlungen [online]. 2019. [Zugriff am: 15. Oktober 2019]. Position. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-03-20_pp_mindestabstaende-windenergieanlagen.pdf.

UBA (2020a). UMWELTBUNDESAMT. Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland in den ersten drei Quartalen 2020. Quartalsbericht der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat). 5. November 2020. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/372/dokumente/agee-stat_quartalsbericht_q3-2020.pdf.

UBA (2020b). UMWELTBUNDESAMT. Analyse der kurz- und mittelfristigen Verfügbarkeit von Flächen für die Windenergienutzung an Land. November 2019. Nr. 38/2019, S. 167.

ZSW (2019). ZSW und BOSCH & PARTNER. Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz. Teilvorhaben II c: Solare Strahlungsenergie – Abschlussbericht. 2019.

Zukunftsorientierte Weiterentwicklung des Förderregimes für die erneuerbare Stromerzeugung

AEE (2020). Agentur für erneuerbare Energien: "Akzeptanz in der Fläche, Protest im Lokalen?" Berlin. https://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/publikationen/akzeptanz-in-der-flaeche-protest-im-lokalen.

ARUP (2018). ARUP. Cost of Capital Benefits of Revenue Stabilisation via a Contract for Difference [online]. 2018. [Zugriff am: 18. September 2020]. Verfügbar unter: https://www.arup.com/en/perspectives/publications/research/section/onshore-wind-financing.

Bell, Gray, and Haggett (2005). Bell, Derek, Tim Gray, and Claire Haggett. 2005. "The 'Social Gap'in Wind Farm Siting Decisions: Explanations and Policy Responses." Environmental Politics 14 (4): 460–77.

Bichler (2017). BICHLER, Martin und GOEREE, Jacob K. Handbook of spectrum auction design. Cambridge: Cambridge University Press, 2017. ISBN 1107135346.

Bichler (2020). BICHLER, Martin, GRIMM, Veronika, KRETSCHMER, Sandra und SUTTERER, Paul. Market design for renewable energy auctions: An analysis of alternative auction formats. Energy Economics. Oktober 2020. Jg. 92, S. 104904. DOI 10.1016/j.eneco.2020.104904.

Bolin et al. (2011). Bolin, Karl, Gösta Bluhm, Gabriella Eriksson, and Mats E Nilsson. 2011. "Infrasound and Low Frequency Noise from Wind Turbines: Exposure and Health Effects." Environmental Research Letters 6 (3): 35103.

BMWi (2020). Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Aktionsplan Gebotszone. Abgerufen am 23.10.2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/aktionsplan-gebotszone.html.

BNetzA (2020). Ergebnisse der Ausschreibungen zum Gebotstermin 1. September 2020. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. [online]. 30. September 2020. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2020/20200930_Gemeinsame_SolarWind.html?nn=265778.

BNetzA/BKartA (2020). Monitoringbericht 2019. Stand: 13. Januar 2020. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Abgerufen am 21. Oktober 2020 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2019/Monitoringbericht_Energie2019.pdf?__blob=publicationFile&v=6.

BT (2020). DEUTSCHER BUNDESTAG. Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes und anderer Vorschriften (BT Drucksache 19/20429) [online]. 26. Juni 2020. [Zugriff am: 15. September 2020]. Verfügbar unter: https://dip21.bundestag.de/dip21/btd/19/204/1920429.pdf.

BDEW (2019). BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V. Das „3-Säulen-Modell" - Konkretisierung der BDEW-Vorschläge für einen Finanzierungsrahmen für Erneuerbare-Energien-Anlagen [online]. 2019. [Zugriff am: 15. September 2020]. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20190531_Positionspapier-Konkretisierung-des-3-Saeulen-Modells.pdf.

BWO (2020). BUNDESVERBAND DER WINDPARKBETREIBER OFFSHORE E.V. (BWO). Stellungnahme vom Bundesverband der Windparkbetreiber Offshore e.V. (BWO) zum Gesetzesentwurf der Bundesregierung

„Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Windenergie-auf-See Gesetzes und anderer Vorschriften“ WindSeeG-GesEntw [online]. 2020. [Zugriff am: 15. September 2020]. Verfügbar unter: https://www.bundestag.de/resource/blob/790536/18f5d5f185006ca552f0d0d0fb27480e/stgn_sv_thimm-data.pdf.

Cohen, Reichl, und Schmidthaler (2014). Cohen, Jed J, Johannes Reichl, and Michael Schmidthaler. 2014. “Re-Focussing Research Efforts on the Public Acceptance of Energy Infrastructure: A Critical Review.” Energy 76: 4-9.

Devine-Wright (2005). Devine-Wright, Patrick. 2005. “Beyond NIMBYism: Towards an Integrated Framework for Understanding Public Perceptions of Wind Energy.” Wind Energy: An International Journal for Progress and Applications in Wind Power Conversion Technology 8 (2): 125–39.Deutscher Bundestag (2020). Deutscher Bundestag: Drucksache 19/25326. Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Energie (9. Ausschuss) zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung. Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuer-bare-Energien-Gesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften. http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/19/253/1925326.pdf.

Eble (2020). Eble, Georg (2020): Stromlieferverträge – Förderverzicht verteuert Projektfinanzierung kaum. energate messenger vom 04.12.2020.

Ehrhart (2019). EHRHART, Karl-Martin, HANKE, Ann-Kathrin und OTT, Marion. Endogene Rationierung in Ausschreibungen für erneuerbare Energien: Verdrängung von Angebot statt Schaffung von Wettbewerb [online]. 2019. Verfügbar unter: https://games.econ.kit.edu/downloads/EndogeneRationierungEhrhart-HankeOtt190517.pdf.

EnBW (2020). ENBW ENERGIE BADEN-WÜRTTEMBERG. Stellungnahmen der EnBW Energie Baden-Württemberg AG zum Entwurf zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes anlässlich der Anhörung im Ausschuss für Wirtschaft und Energie am 9. September 2020 [online]. 2020. [Zugriff am: 14. September 2020]. Verfügbar unter: https://www.bundestag.de/resource/blob/790524/7e3246c62354829c277d3ee2d9d3247d/stgn_sv_guesewell-data.pdf.

Enervis (2020). ENERVIS ENERGY ADVISORS. Förder- und Ausschreibungsdesign für Offshore-Wind [online]. Berlin, 2020. Verfügbar unter: https://www.group.rwe/-/media/RWE/documents/01-der-konzern/rwe-foerderdesign-offshore-studie-enervis.pdf.

EWK (2019). EXPERTENKOMMISSION ZUM MONITORING-PROZESS „ENERGIE DER ZUKUNFT“. Stellungnahme zum zweiten Fortschrittsbericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2017 [online]. 2019. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/ewk-stellungnahme.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

FA Wind (2019). “Hemmnisse Beim Ausbau Der Windenergie in Deutschland – Ergebnisse Einer Branchenumfrage.” Berlin. https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/Analysen/FA_Wind_Branchenumfrage_beklagte_WEA_Hemmnisse_DVOR_und_Militaer_07-2019.pdf.

Frondel et al. (2018). Frondel, Manuel, Gerhard Kussel, Stephan Sommer, and Colin Vance. 2018. “Local Cost for Global Benefit: The Case of Wind Turbines.” Essen: RWI - Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung. https://doi.org/10.4419/86788919.

Grimm et. al (2017). Grimm, V., Zöttl, G., & Sölch, C. (2017). Regionalkomponenten bei der EE-Vergütung. Gutachten im Auftrag der Monopolkommission in Vorbereitung des 77. Sondergutachtens "Energie 2017"

der Monopolkommission. Abgerufen am 04.11.2020 von http://www.wirtschaftstheorie.wiso.uni-erlangen.de/wp-content/uploads/2017/10/20170810_Studie_RegionalkomponentenEE_mitAnhang.pdf.

Hanke, (2020). HANKE, Ann-Katrin und TIEDEMANN, Silvana. How (not) to respond to low competition in renewable energy auctions – Endogenous rationing in renewable energy auctions, 2020. https://games.econ.kit.edu/downloads/AURES_II_Policy_Brief_End_Rationing.pdf.

Hildebrand und Renn (2019). Hildebrand, Jan und Ortwin Renn. 2019. "Akzeptanz in der Energiewende." In Energiewende, 261-82. Springer.

Hilpert (2018). HILPERT, Johannes. Rechtliche Bewertung von Power Purchase Agreements (PPAs) mit erneuerbaren Energien [online]. 2018. Verfügbar unter: https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2019/02/Stiftung_Umweltenergierecht_WueStudien_12_PPA.pdf.

Hoffman and High-Pippert (2010). Hoffman, Steven M, and Angela High-Pippert. 2010. "From Private Lives to Collective Action: Recruitment and Participation Incentives for a Community Energy Program." Energy Policy 38 (12): 7567–74. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.06.054.

Hübner et al. (2020). Hübner, Gundula, Johannes Pohl, Jan Warode, Boris Gotchev, Dörte Ohlhorst, Michael Krug, Steven Salecki, and Wolfgang Peters. 2020. "Akzeptanzfördernde Faktoren Erneuerbarer Energien." https://www.bfn.de/fileadmin/BfN/service/Dokumente/skripten/Skript551.pdf.

Huneke (2020). HUNEKE, Fabian, CLAUßNER, Michael, SEEBACH, Dominik und RITTER, David. Monitoring der Direktvermarktung: Quartalsbericht 06/2020. 2020.

IASS (2020). "Soziales Nachhaltigkeitsbarometer der Energiewende 2019." https://doi.org/10.2312/iass.2020.010.

Jalali et al. (2016). Jalali, Leila, Philip Bigelow, Mohammad Reza Nezhad-Ahmadi, Mahmood Gohari, Diane Williams, and Steve McColl. 2016. "Before-after Field Study of Effects of Wind Turbine Noise on Polysomnographic Sleep Parameters." Noise and Health 18 (83): 194–205. https://doi.org/10.4103/1463-1741.189242.

Köpke (2019). KÖPKE, Ralf. PPA-Barometer – „Bei PPA ist bereits jetzt viel Traffic zu spüren". Energie & Management. 1. Juni 2019. S. 6–7.

Kraeusel and Möst (2012). Kraeusel, Jonas, and Dominik Möst. 2012. "Carbon Capture and Storage on Its Way to Large-Scale Deployment: Social Acceptance and Willingness to Pay in Germany." Energy Policy 49: 642–51.

Langer et al. (2016). Langer, Katharina, Thomas Decker, Jutta Roosen, and Klaus Menrad. 2016. "A Qualitative Analysis to Understand the Acceptance of Wind Energy in Bavaria." Renewable and Sustainable Energy Reviews 64 (October): 248–59. https://doi.org/10.1016/J.RSER.2016.05.084.

Leventhall (2006). Leventhall, Geoff. 2006. "Infrasound from Wind Turbines-Fact, Fiction or Deception." Canadian Acoustics 34 (2): 29–36.

Lienhoop (2018). Lienhoop, Nele. 2018. "Acceptance of Wind Energy and the Role of Financial and Procedural Participation: An Investigation with Focus Groups and Choice Experiments." Energy Policy 118 (July): 97–105. https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2018.03.063.

Local Energy Consulting (2020)."Akzeptanz Und Lokale Teilhabe in Der Energiewende. Handlungsempfehlungen Für Eine Umfassende Akzeptanzpolitik. Impuls Im Auftrag von Agora Energiewende." https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/akzeptanz-und-lokale-teilhabe-in-der-energiewende/.

Magari et al. (2014). Magari, Shannon, Clinton Smith, Martin Schiff, and Annette Rohr. 2014. “Evaluation of Community Response to Wind Turbine-Related Noise in Western New York State.” Noise and Health 16 (71): 228–39. https://doi.org/10.4103/1463-1741.137060.

Maurer (2020a). MAURER, Christoph. Kurzstellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes und anderer Vorschriften (BT 19/20429). 2020.

Maurer (2020b). MAURER, Christoph, MALMEN, Volker und THIMM, Stefan. Wie lassen sich die Ausbauziele bei der Offshore-Windkraft erreichen? energate Webtalk #8 [online]. 22. September 2020. Verfügbar unter: https://www.youtube.com/watch?v=QsXdSufsf58&feature=youtu.be.

May (2018). MAY, Nils, NEUHOFF, Karsten und RICHSTEIN, Jörn. Kostengünstige Stromversorgung durch Differenzverträge für erneuerbare Energien. DIW Wochenbericht [online]. 2018. [Zugriff am: 14. September 2020]. DOI 10.18723/DIW_WB:2018-28-3. Verfügbar unter: http://www.diw.de/sixcms/detail.php?id=diw_01.c.594133.de.

May (2019). MAY, Nils und NEUHOFF, Karsten. Private langfristige Stromabnahmeverträge (PPAs) für erneuerbare Energien: kein Ersatz für öffentliche Ausschreibungen [online]. 2019. Verfügbar unter: https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.677983.de/diw_aktuell_22.pdf.

McCunney et al. (2014). McCunney, Robert J, Kenneth A Mundt, W David Colby, Robert Dobie, Kenneth Kaliski, and Mark Blais. 2014. “Wind Turbines and Health: A Critical Review of the Scientific Literature.” Journal of Occupational and Environmental Medicine 56 (11): e108–30.

Ministerium für Energie, Infrastruktur und Landesentwicklung Mecklenburg-Vorpommern (2016). “Wem Gehört Der Wind? Informationen Zum Bürger- Und Gemeindenbeteiligungsgesetz.”https://www.regierung-mv.de/Landesregierung/em/Energie/Wind/Bürger-und-Gemeindebeteiligungsgesetz/?id=12537&processor=veroeff,.

Monopolkommission (2017). Energie 2017: Gezielt vorgehen, Stückwerk vermeiden. Sondergutachten 77. Abgerufen am 03.11.2020 von https://www.monopolkommission.de/images/PDF/SG/s77_volltext.pdf.

Neuhoff (2020). NEUHOFF, Karsten, MAY, Nils, RICHSTEIN, Jörn, RAGWITZ, Mario, KLOBASA, Marian und TIEDEMANN, Silvana. Von der einseitigen zur symmetrischen gleitenden Marktprämie? [online]. Berlin: DIW, 2018. [Zugriff am: 16. September 2020]. Verfügbar unter: http://hdl.handle.net/10419/175752.

Öko-Institut (2020). ÖKO-INSTITUT und ENERGY BRAINPOOL. Monitoring der Direktvermarktung: (Quartalsbericht 06/2020) [online]. 2020. Verfügbar unter: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/monitoring-der-direktvermarktung-q2-2020.pdf?__blob=publicationFile&v=2.

Pedersen et al. (2009). Pedersen, Eja, Frits van den Berg, Roel Bakker, and Jelte Bouma. 2009. “Response to Noise from Modern Wind Farms in The Netherlands.” The Journal of the Acoustical Society of America 126 (2): 634–43. https://doi.org/10.1121/1.3160293.

Peters et al. (2018). Peters, Michael, Shane Fudge, Angela High-Pippert, Vincent Carragher, and Steven M. Hoffman. 2018. “Community Solar Initiatives in the United States of America: Comparisons with – and Lessons for – the UK and Other European Countries.” Energy Policy 121 (October): 355–64. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.06.022.

Pierpont (2009). Pierpont, Nina. 2009. Wind Turbine Syndrome: A Report on a Natural Experiment. K-Selected Books Santa Fe, NM.

PV Magazine (2020). PV MAGAZINE DEUTSCHLAND. Enervis erwartet PPA-Photovoltaik-Markt 2020 in Deutschland bei rund 300 Megawatt. pv magazine Deutschland [online]. 2020. Verfügbar unter: https://www.pv-magazine.de/2020/10/14/enervis-erwartet-ppa-photovoltaik-markt-2020-in-deutschland-bei-rund-300-megawatt/.

RE100 (2020). RE100 Overview. [online]. 2020. Verfügbar unter: http://there100.org/re100. The world's most influential companies commit to 100% renewable power.

Reitz (2020). REITZ, Peter. Stellungnahme im Rahmen der öffentlichen Anhörung zu dem Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Windenergie-auf-See- Gesetzes und anderer Vorschriften [online]. European Energy Exchange, 2020. [Zugriff am: 14. September 2020]. Verfügbar unter: https://www.bundestag.de/resource/blob/790542/5661d07a190bb32f850b09e5ef76c65b/stgn_sv_reitz-data.pdf.

Salt and Hullar (2010). Salt, Alec N., and Timothy E. Hullar. 2010. "Responses of the Ear to Low Frequency Sounds, Infrasound and Wind Turbines." Hearing Research 268 (1–2): 12–21. https://doi.org/10.1016/J.HEARES.2010.06.007.

Scherhaufer et al. (2018). Scherhaufer, Patrick, Stefan Höltinger, Boris Salak, Thomas Schauppenlehner, and Johannes Schmidt. 2018. "A Participatory Integrated Assessment of the Social Acceptance of Wind Energy." Energy Research & Social Science 45 (November): 164–72. https://doi.org/10.1016/J.ERSS.2018.06.022.

Schneider (2020). SCHNEIDER, Udo. Nur das CfD-System ist geeignet. Tagesspiegel Background [online]. 9. September 2020. [Zugriff am: 14. September 2020]. Verfügbar unter: https://background.tagesspiegel.de/energie-klima/nur-das-cfd-system-ist-geeignet.

Schweizer-Ries et al. (2010). Schweizer-Ries, Petra, Irina Rau, Jan Zoellner, Kathrin Nolting, Johannes Rupp, and Dorothee Keppler. 2010. Aktivität Und Teilhabe – Akzeptanz Erneuerbarer Energien Durch Beteiligung Steigern.

Sondershaus und Bönisch (2020). Sondershaus, Frank, und Bettina Bönisch. 2020. "Akzeptanz Besser Verstehen - Grundlagen, Einflussfaktoren, Handlungsfelder." https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/Akzeptanz/FA_Wind__Kompaktwissen_Akzeptanz_2020-11.pdf.

Sposato and Hampl (2018). Sposato, Robert Gennaro, and Nina Hampl. 2018. "Worldviews as Predictors of Wind and Solar Energy Support in Austria: Bridging Social Acceptance and Risk Perception Research." Energy Research & Social Science 42 (August): 237–46. https://doi.org/10.1016/J.ERSS.2018.03.012.

Vuichard, Stauch, and Dällenbach (2019). Vuichard, Pascal, Alexander Stauch, and Nathalie Dällenbach. 2019. "Individual or Collective? Community Investment, Local Taxes, and the Social Acceptance of Wind Energy in Switzerland." Energy Research & Social Science 58 (December): 101275. https://doi.org/10.1016/J.ERSS.2019.101275.

Windguard (2019). Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz - Teilvorhaben II e): Wind an Land. Wissenschaftlicher Bericht im Auftrag des BMWi. Abgerufen am 04.11.2020 von https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/deutsche-windguard-vorbereitung-begleitung-erfahrungsbericht-eeg.pdf?__blob=publicationFile&v=7.

Wüstenhagen, Wolsink, and Bürer (2007). Wüstenhagen, Rolf, Maarten Wolsink, and Mary Jean Bürer. 2007. "Social Acceptance of Renewable Energy Innovation: An Introduction to the Concept." Energy Policy 35 (5): 2683–91.

Netzinfrastruktur

BMWi (2019a). Untersuchung zur Beschaffung von Redispatch - Sammlung verschiedener Berichte und Kurzpapiere aus dem Vorhaben "Untersuchung zur Beschaffung von Redispatch" (Projekt 055/17). Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Stand: 08. November 2019. Abgerufen am 22.10.2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/untersuchung-zur-beschaffung-von-redispatch.pdf?__blob=publicationFile&v=6.

BMWi (2019b). Die Energie der Zukunft - Zweiter Fortschrittsbericht zur Energiewende, Berichtsjahr 2017. Stand: 01.06.2019. Abgerufen am 22.10.2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/zweiter-fortschrittsbericht-zur-energiewende.pdf?__blob=publicationFile&v=20.

BMWi (2019c). Tempo für den Netzausbau. Ergebnisse des Treffens am 24. Mai 2019 zum vorausschauenden Controlling des Netzausbaus. Abgerufen am 22.09.2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/tempo-fuer-den-netzausbau.pdf?__blob=publicationFile&v=8.

BMWi (2020a). EEG in Zahlen: Vergütungen, Differenzkosten und EEG-Umlage 2000 bis 2021. Stand: 15. Oktober 2020. Abgerufen am 27.10.2020 von https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/eeg-in-zahlen-xls.xlsx.

BMWi (2020b). Stromerzeugungskapazitäten, Bruttostromerzeugung und Bruttostromverbrauch. Stand: 04. März 2020. Abgerufen am 27.10.2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Binaer/Energiedaten/Energietraeger/energiedaten-energietraeger-08-xls.xlsx.

BMWi (2020c). Aktionsplan Gebotszone - Gemäß Art. 15 Verordnung (EU) 2019/943. Stand: 08.01.2020. Abgerufen am 22.10.2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/aktionsplan-gebotszone.pdf?__blob=publicationFile&v=10.

BMWi (2020d). Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Bundesbedarfsplangesetzes und anderer Vorschriften - Gesetzentwurf der Bundesregierung. Stand: 23.09.2020. Abgerufen am 11.12.2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/G/gesetzentwurf-aenderung-des-bundesbedarfsplan-gesetzes-und-anderer-vorschriften.pdf.

BNetzA (2013). EnLAG-Monitoring - Stand zum Ausbau von Energieleitungen nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) zum vierten Quartal 2013. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Abgerufen am 21.10.2020 von https://www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/de.html.

BNetzA (2017a). BBPlG-Monitoring - Stand der Vorhaben aus dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) nach dem vierten Quartal 2016. Stand: Februar 2017. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Abgerufen am 21. 10.2020 von https://www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/de.html.

BNetzA (2017b). Bedarfsermittlung 2017-2030 – Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom. Stand: Dezember 2017. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Abgerufen am 11.12.2020 von https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_2017_Bestaetigung.pdf.

BNetzA (2019a). Monitoring des Stromnetzausbaus - Viertes Quartal 2018. Stand: Februar 2019. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Abgerufen am 21. 10.2020 von https://www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/de.html.

BNetzA (2019b). Bedarfsermittlung 2019-2030 – Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom. Stand: Dezember 2019. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Abgerufen am 11.12.2020 von https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP2019-2030_Bestaetigung.pdf.

BNetzA (2020a). Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit - Gesamtes Jahr 2019. Stand: 06. Mai 2020. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Abgerufen am 21.10.2020 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Quartalszahlen_Gesamtjahr_2019.pdf?__blob=publicationFile&v=9.

BNetzA (2020b). Monitoring des Stromnetzausbaus - Viertes Quartal 2019. Stand: April 2020. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Abgerufen am 21.10.2020 von https://www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/de.html.

BNetzA (2020c). Genehmigung des Szenariorahmens 2021-2035. Stand: 26. Juni 2020. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Abgerufen am 26.10.2020 von https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmen_2035_Genehmigung.pdf.

BNetzA (2020d). Mindestfaktor-Festlegung vom 30. November 2020. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Abgerufen am 10.12.2020 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Konsultationen/LaufendeKonsultationen/Redispatch/FestlegungMindestfaktoren.pdf?__blob=publicationFile&v=5.

BNetzA/BKartA (2014). Monitoringbericht 2014. Stand: 14. November 2014. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Abgerufen am 21.10.2020 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht_2014_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

BNetzA/BKartA (2016a). Monitoringbericht 2015. Stand: 10. November 2015. Korrektur: 21. März 2016. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Abgerufen am 21.10.2020 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Monitoringbericht_2015_BA.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

BNetzA/BKartA (2016b). Monitoringbericht 2016. Stand: 30. November 2016. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Abgerufen am 21. 10.2020 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht2016.pdf?__blob=publicationFile&v=2.

BNetzA/BKartA (2017). Monitoringbericht 2017. Stand: 13. Dezember 2017. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Abgerufen am 21.10.2020 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht2017.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

BNetzA/BKartA (2019). Monitoringbericht 2018. Stand: 29. Mai 2019. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Abgerufen am 21.10.2020 von

https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht2018.pdf?__blob=publicationFile&v=6.

BNetzA/BKartA (2020). Monitoringbericht 2019. Stand: 13. Januar 2020. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Abgerufen am 21.10.2020 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2019/Monitoringbericht_Energie2019.pdf?__blob=publicationFile&v=6.

e-Highway2050 (2015). Europe’s future secure and sustainable electricity infrastructure. e-Highway2050 project results, November 2015. Abgerufen am 28.05.2020 von https://docs.entsoe.eu/baltic-conf/bites/www.e-highway2050.eu/fileadmin/documents/e_highway2050_booklet.pdf.

Ecofys und Fraunhofer IWES (2017). Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. Entwicklung und Bewertung von Smart Markets und Ableitung einer Regulatory Roadmap. Abgerufen am 10.11.2020 von https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Smart_Markets/Agora_Smart-Market-Design_WEB.pdf.

EnCN/FAU/Prognos (2016). Dezentralität und zellulare Optimierung - Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf. Gutachten im Auftrag der N-Ergie AG. Abgerufen am 16.12.2020 von https://www.fau.de/files/2016/10/Energiestudie_Studie.pdf.

ENTSO-E (2020). Mid-term Adequacy Forecast - Executive Summary (2020 Edition). Abgerufen am 04.12.2020 von https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/sdc-documents/MAF/2020/MAF_2020_Executive_Summary.pdf.

EWK (2016). Stellungnahme zum fünften Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2015. Berlin, Münster, Stuttgart: Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft". Abgerufen am 21.12.2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/V/fuenfter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft-stellungnahme.pdf?__blob=publicationFile&v=7.

EWK (2018). Stellungnahme zum sechsten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2016. Berlin, Münster, Stuttgart: Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft". Abgerufen am 21.12.2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/stellungnahme-der-expertenkommission-zum-sechsten-monitoring-bericht.pdf?__blob=publicationFile&v=8.

EWK (2019). Stellungnahme zum zweiten Fortschrittsbericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2017. Berlin, Müns-ter, Stuttgart: Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft". Abgerufen am 21.12.2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/ewk-stellungnahme.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

FNB Gas (2020a). Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 – Konsultation. Stand: 4. Mai 2020. Abgerufen am 28.05.2020 von https://www.fnb-gas.de/media/2020_04_30_fnb_gas_2020_nep_konsultation_de.pdf.

FNB Gas (2020b). Fernleitungsnetzbetreiber veröffentlichen H2-Startnetz 2030. Stand: 14.05.2020. Abgerufen am 15.09.2020 von https://www.fnb-gas.de/fnb-gas/veroeffentlichungen/pressemitteilungen/fernleitungsnetzbetreiber-veroeffentlichen-h2-startnetz-2030/.

Grimm, V., Rückel, B., Sölch, C., und Zöttl, G. (2016). Zur Reduktion des Netzausbaubedarfs durch Redispatch und effizientes Engpassmanagement: Eine modellbasierte Abschätzung. List Forum für Wirtschafts- und Finanzpolitik, 41(4), 465-498. https://dx.doi.org/10.1007/s41025-016-0027-5.

Grimm, V., Rückel, B., Sölch, C., und Zöttl, G. (2021). The Impact of Market Design on Transmission and Generation Investment in Electricity Markets. Energy Economics 93, 104934. https://doi.org/10.1016/j.eneco.2020.104934.

Schittekatte, T. und Meeus, L. (2020). Flexibility markets: Q&A with project pioneers. Utilities Policy 63, 101017. https://doi.org/10.1016/j.jup.2020.101017.

ÜNB (2019). Engpassbericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber gemäß Artikel 14 Absatz 7 Strommarkt-Verordnung (EU) 2019/943. Bayreuth, Berlin, Dortmund, Stuttgart, Stand: 04.07.2019. Abgerufen am 22.10.2020 von https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/BK04/BK4_91_Weiteres/Engpassbericht/190704_4_UENB_Engpassbericht_final_BA.pdf?__blob=publicationFile&v=3.

ÜNB (2020a). Umsetzungsbericht zum Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019. Stand: September 2020. Abgerufen am 10.12.2020 von https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2030_V19/Umsetzungsbericht/Umsetzungsbericht.pdf?__blob=publicationFile.

ÜNB (2020b). Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021 - Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Stand: Januar 2020. Abgerufen am 26.10.2020 von https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmenentwurf_NEP2035_2021.pdf.

Versorgungssicherheit

BMWi (2019). Monitoringbericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie nach § 63 i.V.m. § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität. Stand: Juni 2019. Abgerufen am 12.11.2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/monitoringbericht-versorgungssicherheit-2019.pdf?__blob=publicationFile&v=18.

BNetzA (2018). Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030. Stand: 15. Juni 2018. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Abgerufen am 26.10.2020 von https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmen_2019-2030_Genehmigung_0_0.pdf.

BNetzA (2020a). Genehmigung des Szenariorahmens 2021-2035. Stand: 26. Juni 2020. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Abgerufen am 26.10.2020 von https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmen_2035_Genehmigung.pdf.

BNetzA (2020b). Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2020/2021 sowie das Jahr 2024/2025. Stand: 30. April 2020. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Abgerufen am 09.12.2020 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Feststellung_Reservekraftwerksbedarf_2020.pdf?__blob=publicationFile&v=3.

BNetzA/BKartA (2014). Monitoringbericht 2014. Stand: 14. November 2014. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Abgerufen am 21.10.2020 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht_2014_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

BNetzA/BKartA (2016a). Monitoringbericht 2015. Stand: 10. November 2015. Korrektur: 21. März 2016. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Abgerufen am 21.10.2020 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Monitoringbericht_2015_BA.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

BNetzA/BKartA (2016b). Monitoringbericht 2016. Stand: 30. November 2016. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Abgerufen am 21.10.2020 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht2016.pdf?__blob=publicationFile&v=2.

BNetzA/BKartA (2017). Monitoringbericht 2017. Stand: 13. Dezember 2017. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Abgerufen am 21.10.2020 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht2017.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

BNetzA/BKartA (2019). Monitoringbericht 2018. Stand: 29. Mai 2019. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Abgerufen am 21.10.2020 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht2018.pdf?__blob=publicationFile&v=6.

BNetzA/BKartA (2020). Monitoringbericht 2019. Stand: 13. Januar 2020. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Abgerufen am 21.10.2020 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2019/Monitoringbericht_Energie2019.pdf?__blob=publicationFile&v=6.

ENTSO-E (2018). Mid-term Adequacy Forecast (2018 Edition). Abgerufen am 12.11.2020 von https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/sdc-documents/MAF/MAF_2018_Executive_Report.pdf.

ENTSO-E (2019). Mid-term Adequacy Forecast - Executive Summary (2019 Edition). Abgerufen am 12.11.2020 von https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/wp-content/uploads/2019/12/entsoe_MAF_2019.pdf.

ENTSO-E (2020). Mid-term Adequacy Forecast - Executive Summary (2020 Edition). Abgerufen am 04.12.2020 von https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/sdc-documents/MAF/2020/MAF_2020_Executive_Summary.pdf.

EWK (2012). Stellungnahme zum ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2011. Berlin, Mannheim, Stuttgart: Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft". Abgerufen am 21.12.2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/monotoringbericht-stellungnahme-lang.pdf?__blob=publicationFile&v=7.

EWK (2015). Stellungnahme zum vierten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2014. Berlin, Münster, Stuttgart: Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft". Abgerufen am 21.12.2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/monitoringbericht-energie-der-zukunft-stellungnahme-2014.pdf?__blob=publicationFile&v=3.

EWK (2016). Stellungnahme zum fünften Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2015. Berlin, Münster, Stuttgart: Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft". Abgerufen am 21.12.2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/V/fuenfter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft-stellungnahme.pdf?__blob=publicationFile&v=7.

EWK (2018). Stellungnahme zum sechsten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2016. Berlin, Münster, Stuttgart: Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft". Abgerufen am 21.12.2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/stellungnahme-der-expertenkommission-zum-sechsten-monitoring-bericht.pdf?__blob=publicationFile&v=8.

EWK (2019). Stellungnahme zum zweiten Fortschrittsbericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2017. Berlin, Münster, Stuttgart: Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft". Abgerufen am 21.12.2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/ewk-stellungnahme.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

MWIDE NRW (2018). Versorgungssicherheit. Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen. Abgerufen am 21.10.2020 von https://www.wirtschaft.nrw/sites/default/files/asset/document/2018-08-17_anlage_2_versorgungssicherheit_final.pdf.

PLEF (2018). PLEF SG2 Generation Adequacy Assessment 2018. Stand: Januar 2018. Pentalateral Energy Forum Support Group 2. Abgerufen am 04.12.2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/plef-sg2-generation-adequacy-assessment-2018.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

PLEF (2020). PLEF SG2 Generation Adequacy Assessment 2020. Stand: April 2020. Pentalateral Energy Forum Support Group 2. Abgerufen am 04.12.2020 von https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/about-us/newsroom/newsfeed/2020/2020-PLEF-GAA-3-0-report.pdf.

r2b energy consulting GmbH, Consentec GmbH, Fraunhofer ISI, TEP Energy GmbH (2019). Definition und Monitoring der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten - Projekt Nr. 047/16. Erster Projektbericht im Auftrag des BMWi, Stand: 23.01.2019. Abgerufen am 12.11.2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/definition-und-monitoring-der-versorgungssicherheit-an-den-europaeischen-strommaerkten.pdf?__blob=publicationFile&v=18.

Regelleistung-Online (2019). Abschaffung des Mischpreisverfahens: Ist das Stromnetz stabiler geworden? Stand: 13. September 2019. Abgerufen am 04.12.2020 von https://www.regelleistung-online.de/abschaffung-des-mischpreisverfahens-ist-das-stromnetz-stabiler-geworden/.

Übertragungsnetzbetreiber (2019). Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019 - Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Stand: 15. April 2019. Abgerufen am 12.11.2020 von https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_V2019_2_Entwurf_Teil1.pdf.

Übertragungsnetzbetreiber (2020). Anbieterworkshop der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zum Regelarbeitsmarkt. Frankfurt, 28. Januar 20. Abgerufen am 21.12.2020 von https://www.regelleistung.net/ext/tender/remark/download/128315996.

Energieeffizienz systemisch denken

AGEB (2020a). Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland, Daten für die Jahre von 1990 bis 2019, Stand September 2020, https://ag-energiebilanzen.de/10-0-Auswertungstabellen.html.

AGEB (2020b). Temperatur- und lagerbestandsbereinigter Primärenergie- und Endenergieverbrauch nach Sektoren und Energieträgern, Tabellen mit Ursprungswerten sowie bereinigten Angaben von 1990 bis 2019, Stand August 2020 (unveröffentlicht).

AGEB (2020c). Stromerzeugung nach Energieträgern (Strommix) von 1990 bis 2019 (in TWh) Deutschland insgesamt, Stand August 2020, https://ag-energiebilanzen.de/28-0-Zusatzinformationen.html.

AGEB (2020d). Zusammenfassung Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren 2008 bis 2019, Stand September 2020, https://ag-energiebilanzen.de/8-0-Anwendungsbilanzen.html.

BMWI (2019). Energieeffizienz in Zahlen, Entwicklungen und Trends in Deutschland 2019, Stand November 2019, https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energieeffizienz-in-zahlen-2019.html.

BMVI (2019). Verkehr in Zahlen 2019/2020. Flensburg 2019.

Destatis (2013). Verkehr auf einen Blick. Wiesbaden 2013.

Destatis (2018). Datenreport 2018. Ein Sozialbericht für die Bundesrepublik Deutschland. Bonn 2018.

Destatis (2020). Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen, Inlandsprodukt-berechnung, Vierteljahresergebnisse, 2. Vierteljahr 2020, Stand August 2020, https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Volkswirtschaftliche-Gesamtrechnungen-Inlandsprodukt/_inhalt.html;jsessionid=E765B70F0C7BA7EC3E02CAF962E38DB9.internet8722#sprg233858.

Helmers, E. (2015). Die Modellentwicklung in der deutschen Autoindustrie: Gewicht contra Effizienz. Trier 2015.

KBA (2020). Bestand an Personenkraftwagen nach Segmenten und Modellreihen - 1. Januar jeden Jahres sowie Bestand an Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen - 1. Januar jeden Jahres, Stand September 2020, https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Segmente/segmente_node.html sowie https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Umwelt/umwelt_node.html.

Verkehr

AGEB (2020). Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland - Daten für die Jahre von 1990 bis 2019. Abgerufen von https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=awt_2019_d.pdf.

Agora Verkehrswende (2018). Klimaschutz im Verkehr: Maßnahmen zur Erreichung des Sektorziels 2030. Abgerufen von https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2017/Klimaschutzszenarien/Agora_Verkehswende_Klimaschutz_im_Verkehr_Massnahmen_zur_Erreichung_des_Sektorziels_2030.pdf.

Agora Energiewende, Agora Verkehswende, Stiftung Klimaneutralität (2020). Klimaneutrales Deutschland. Abgerufen von https://www.agora-verkehrswende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrales-deutschland-langfassung/.

BAG (2020). Mautstatistik, Jahrestabellen 2019. Bundesamt für Güterverkehr. Abgerufen von https://www.bag.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/Statistik/Lkw-Maut/Jahrestab_18_19.html;jsessionid=85572283C269E785C69C1552D426CEC8.live21303?nn=13100.

BDI (2018). Klimapfade für Deutschland. Abgerufen von https://bdi.eu/publikation/news/klimapfade-fuer-deutschland/.

BMVI (2019). Verkehr in Zahlen 2019/2020. Flensburg: Kraftfahrt-Bundesamt Abgerufen von https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Publikationen/G/verkehr-in-zahlen-2019-pdf.pdf?__blob=publicationFile.

BMVI (2020 a). 500 Millionen Euro zusätzlich für Ladeinfrastruktur - 6. Förderaufruf abgeschlossen. Abgerufen von https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Artikel/G/infopapier-sechster-foerderaufruf-ladeinfrastruktur.html.

BMVI (2020 b). Gesamtkonzept klimafreundliche Nutzfahrzeuge Mit alternativen Antrieben auf dem Weg zur Nullemissionslogistik auf der Straße. Abgerufen von https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/klimafreundliche-nutzfahrzeuge.pdf?__blob=publicationFile.

BMWi (2020). Integrierter Nationaler Energie- und Klimaplan. Abgerufen von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/I/integrierter-nationaler-energie-klimaplan.pdf?__blob=publicationFile&v=8.

Bundesregierung (2019). Masterplan Ladeinfrastruktur der Bundesregierung - Ziele und Maßnahmen für den Ladeinfrastrukturaufbau bis 2030. Abgerufen von https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/masterplan-ladeinfrastruktur.pdf?__blob=publicationFile.

dena (2018). dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. Abgerufen von https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf.

Destatis (o.J.). Bevölkerung. Demographische Aspekte. Demographischer Wandel und Bevölkerungszahl. Abgerufen von https://www.destatis.de/DE/Themen/Querschnitt/Demografischer-Wandel/textbaustein-taser-blau-bevoelkerungszahl.html.

Destatis (2018). Wirtschaftsrechnungen: Laufende Wirtschaftsrechnungen - Einkommen, Einnahmen und Ausgaben privater Haushalte. Abgerufen von https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Einkommen-Konsum-Lebensbedingungen/Einkommen-Einnahmen-Ausgaben/Publikationen/Downloads-Einkommen/einnahmen-ausgaben-privater-haushalte-2150100177004.pdf?__blob=publicationFile.

Deutscher Bundestag (2020). Antwort der Bundesregierungauf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Stephan Kühn (Dresden), Matthias Gastel, Stefan Gelbhaar, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN. Maßnahmen zur Durchsetzung alternativer Antriebe und weiterer Innovationen im „Off Highway“-Fahrzeugbereich. Drucksache 19/21040 vom 04.08.2020. Abgerufen von https://dip21.bundestag.de/dip21/btd/19/214/1921445.pdf.

DLR (2020). Zweite Studie zu Corona und Mobilität. Abgerufen von https://www.dlr.de/content/de/artikel/news/2020/03/20200928_zweite-dlr-studie-zu-corona-und-mobilitaet-oeffentliche-verlieren.html.

EAFO (2020). Alternative Fuels. Abgerufen von https://www.eafo.eu/alternative-fuels/overview.

EU Kommission (2019). Mitteilung der Kommission - Der europäische Grüne Deal [Press release]. Abgerufen von https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?qid=1576150542719&uri=COM%3A2019%3A640%3AFIN.

EU Parlament (2014). Directive 2014/94/EU of the European Parliament and of the Council of 22 October 2014 on the deployment of alternative fuels infrastructure Text with EEA relevance, (2014).

EU Parlament (2019). Verordnung (EU) 2019/1242 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 20. Juni 2019 zur Festlegung von CO2-Emissionsnormen für neue schwere Nutzfahrzeuge und zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 595/2009 und (EU) 2018/956 des Europäischen Parlaments und des Rates sowie der Richtlinie 96/53/EG des Rates, (2019).

Grabka, M. M. und Goebel, J. (2017). Realeinkommen sind von 1991 bis 2014 im Durchschnitt gestiegen – erste Anzeichen für wieder zunehmende Einkommensungleichheit. DIW Wochenbericht Nr.4, 2017.

H2 MOBILITY (2020). H2 tanken. Abgerufen von https://h2.live/.

Heymann, E. (2019). E-Mobilität: Ohne Subventionen (noch) in der Nische.

Holz-Rau, C. (2019). CO_2-Bepreisung und Entfernungspauschale–Die eingebildete Steuererhöhung [Press release]. Abgerufen von http://vpl.tu-dortmund.de/cms/de/Aktuelles/Meldungen/Pillepalle/CO2-Bepreisung-und-Entfernungspauschale-Bilder/Die-eingebildete-CO2-Steuer-kurz-korrigiert-2019-10-11.pdf.

ICCT (International Council on Clean Transportation) (2019). European Vehicle Market Statistics. Pocketbook 2019/20. ICCT, Berlin. https://theicct.org/sites/default/files/publications/European_vehicle_market_statistics_20192020_20191216.pdf.

KBA (2020a). Bestand nach Umwelt-Merkmalen. Abgerufen von https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Umwelt/b_umwelt_inhalt.html;jsessionid=2FB8823FFA5CE7D9DB2B7519201C2722.live21303?nn=2598042.

KBA (2020b). Neuzulassungen von Pkw in den Jahren 2010 bis 2019 nach technischen Merkmalen. Abgerufen von https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Neuzulassungen/Motorisierung/fz_n_motorisierung_archiv/2019/2019_n_motorisierung_pkw_zeitreihe_techn_merkmale.html?nn=2601598.

KBA (2020c). Monatliche Neuzulassungen. Abgerufen von https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Neuzulassungen/MonatlicheNeuzulassungen/monatl_neuzulassungen_node.html.

Köllner, C. (2019). Elektromobilität kurbelt deutschen Batteriemarkt an. Abgerufen von Batterie | Elektromobilität kurbelt deutschen Batteriemarkt an | springerprofessional.de.

Lobig, A., Liedtke, G., Lischke, A., Wolfermann, A. und Knörr, W. (2016). Verkehrsverlagerungspotenzial auf den Schienengüterverkehr in Deutschland. Abgerufen von: https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/MKS/studie-verkehrsverlagerungspotenzial-schienengueterverkehr.pdf?__blob=publicationFile.

MiD (2018). Mobilität in Deutschland – MiD Ergebnisbericht. Abgerufen von Bonn: http://www.mobilitaet-in-deutschland.de/pdf/MiD2017_Ergebnisbericht.pdf.

MiD (2019). Mobilität in Deutschland – Zeitreihenbericht 2002 – 2008 – 2017. Abgerufen von Bonn: http://www.mobilitaet-in-deutschland.de/pdf/MiD2017_Zeitreihenbericht_2002_2008_2017.pdf.

Molloy, J., Tchervenkov, C., Schatzmann, T., Schoeman, B., Hintermann, B., und Axhausen, K. W. (2020). MOBIS-COVID19/25: Results as of 19/10/2020 (post-lockdown).

NPM AG5 (2020a). Bedarfsgerechte und wirtschaftliche öffentliche Ladeinfrastruktur – Plädoyer für ein dynamisches NPM-Modell. Abgerufen von https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2020/04/NPM-AG-5-Bedarfsgerechte-und-wirtschaftliche-%C3%B6ffentliche-Ladeinfrastruktur.pdf.

NPM AG5 (2020b). Flächendeckende Ladeinfrastruktur. Abgerufen von Berlin: https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2020/10/NPM_AG5_FlaechendeckendeLadeinfrastruktur_final.pdf.

Prognos (2020). Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050. Abgerufen von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Wirtschaft/klimagutachten.pdf?__blob=publicationFile&v=8.

PWC (2019). E-Bus-Radar. Abgerufen von https://www.pwc.de/de/offentliche-unternehmen/e-bus-radar-0819.pdf.

Seum, S., Winkler, C., Kuhnimhof, T., und Ehrenberger, S. (2019). Verkehr und seine Umweltwirkungen - Szenarien für Deutschland 2040. Internationales Verkehrswesen, 71(2), 49-53.

Transport & Environment (2020). Recharge EU: How many charge points will Europe and its Member States need in the 2020s. Abgerufen von https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/01%202020%20Draft%20TE%20Infrastructure%20Report%20Final.pdf.

Winkler, C., Kröger, L., Nordenholz, F. und Lobig, A. (2016). Verkehrsverlagerungspotenzial auf den Schienenverkehr in Deutschland unter Beachtung infrastruktureller Restriktionen. Abgerufen von https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/MKS/studie-verlagerungspotenzial-schienenverkehr-restriktionen.pdf?__blob=publicationFile.

Wuppertal-Institut (2020). CO_2-neutral bis 2035: Eckpunkte eines deutschen Beitrags zur Einhaltung der 1,5°-Grenze. Abgerufen von https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7606/file/7606_CO2-neutral_2035.pdf.

WSI (Wirtschafts- und sozialwissenschaftsliches Institut) (2020). Erwerbstätigenquoten und Erwerbsquoten 1991-2018. Abgerufen von https://www.wsi.de/data/wsi_gdp_EA-Beteiligung_PDF_01-1.pdf.

Energiepreise und Energiekosten

ADAC (2020). Entwicklung der Benzin- und Dieselpreise seit 1950 [online]. 2020. Verfügbar unter: https://www.adac.de/verkehr/tanken-kraftstoff-antrieb/deutschland/kraftstoffpreisentwicklung/.

AGEB (2020a). Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland - Daten für die Jahre von 1990 bis 2019 [online]. 2020. Verfügbar unter: https://ag-energiebilanzen.de/10-0-Auswertungstabellen.html.

AGEB (2020b). Anwendungsbilanzen zur Energiebilanz Deutschland. September 2020.

Agora Energiewende (2020). Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2019. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2020. Abgerufen am 10. November von https://static.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2019/Jahresauswertung_2019/171_A-EW_Jahresauswertung_2019_WEB.pdf.

BAFA (2020). Amtliche Mineralöldaten. [online]. 2020. Verfügbar unter: https://www.bafa.de/SiteGlobals/Forms/Suche/Infothek/Infothek_Formular.html;jsessionid=E2FA1993E775BECF01FAED52A3874267.1_cid378?nn=8064038&submit=Senden&resultsPerPage=100&documentType_=type_statistic&templateQueryString=Amtliche+Daten+Mineral%C3%B6ldaten&sortOrder=dateOfIssue_dt+desc.

BBSR (2019). Strukturdaten zur Produktion und Beschäftigung im Baugewerbe [online]. Dezember 2019. Verfügbar unter: https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/veroeffentlichungen/bbsr-online/2019/bbsr-online-17-2019.html?nn=396894.

BDEW (2020a). Stromerzeugung und -verbrauch in Deutschland. https://www.bdew.de/media/documents/Anlage_PI_20200730_StromverbrauchV2.pdf, zuletzt abgerufen am 4.11.2020.

BDEW (2020b). BDEW-Strompreisanalyse Juli 2020, Haushalte und Industrie. https://www.bdew.de/media/documents/201013_BDEW-Strompreisanalyse_Juli_2020-Haushalte_und_Industrie.pdf, zuletzt abgerufen am 4.11.2020.

BDH (2020). Heizungsindustrie: Neue Förderung bringt Wärmewende voran. [online]. 20. Februar 2020. Verfügbar unter: https://www.bdh-koeln.de/presse/pressemeldungen/artikel/heizungsindustrie-neue-foerderung-bringt-waermewende-voran.

BEE (2019). Das „BEE-Szenario 2030“. 65% Erneuerbare Energien bis 2030 – Ein Szenario des Bundesverbands Erneuerbare Energie e.V. (BEE). Berlin, Mai 2019.

BMF (2019). 27. Subventionsbericht des Bundes [online]. 6. November 2019. Verfügbar unter: https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Downloads/Broschueren_Bestellservice/2020-03-01-Subventionsbericht.html.

BMWI (2020a). EEG in Zahlen: Vergütungen, Differenzkosten und EEG-Umlage 2000 bis 2020 [online]. 28. Februar 2020. Verfügbar unter: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/eeg-in-zahlen-xls.xlsx?__blob=publicationFile&v=13.

BMWI (2020b). Energiedaten. Nationale und internationale Entwicklung [online]. 2020. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html.

BMWI (2020c). Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. [online]. März 2020. Verfügbar unter: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html.

BMWi/BMF (2020). Gesamtwirtschaftliches Produktionspotenzial und Konjunkturkomponenten. Datengrundlagen und Ergebnisse der Schätzungen der Bundesregierung. Abgerufen am 27. November von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/G/gesamtwirtschaftliches-produktionspotenzial-herbst-2020.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

BNetzA (2020). Monitoringbericht 2019. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Stand 13. Januar 2020.

BP (2018). BP Statistical Review – EU27. Abgerufen am 28. Oktober von https://www.bp.com.

C.A.R.M.E.N. (2020). Holzpellet-Preisindex, Jahresmittelwerte. [online]. 2020. Verfügbar unter: https://www.carmen-ev.de/infothek/preisindizes/holzpellets/jahresmittelwerte.

Consentec/Fraunhofer ISI (2018). BMWi-Vorhaben „Netzentgelte“: Auswertung von Referenzstudien und Szenarioanalysen zur zukünftigen Entwicklung der Netzentgelte für Elektrizität. Abgerufen am 27. November von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/netzentgelte-auswertung-von-referenzstudien.pdf?__blob=publicationFile&v=6.

DEBRIV (2020). Entwicklung ausgewählter Energiepreise [online]. 2020, [kein Datum]. [Zugriff am: 19. August 2020]. Verfügbar unter: https://kohlenstatistik.de/Library Catalog: kohlenstatistik.de.

Dena (2018). dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050. Abgerufen am 27. November von https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf.

Destatis (2020a). Stromabsatz und Erlöse der Elektrizitätsversorgungsunternehmen an Letztverbraucher, Sondervertragskunden und Tarifkunden insgesamt. Statistisches Bundesamt [online]. 20. Januar 2020. Verfügbar unter: https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Energie/Verwendung/Tabellen/stromabsatz-haushalt.html.

Destatis (2020b). Stromsteuerstatistik - Fachserie 14 Reihe 9.7 - 2019 [online]. 8. Juni 2020. Verfügbar unter: https://www.destatis.de/DE/Themen/Staat/Steuern/Verbrauchsteuern/Publikationen/Downloads-Verbrauchsteuern/stromsteuer-2140970197004.html.

Destatis (2020c). Bruttoinlandsprodukt, Bruttonationaleinkommen, Volkseinkommen. [online]. 25. Mai 2020. Verfügbar unter: https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Volkswirtschaftliche-Gesamtrechnungen-Inlandsprodukt/Tabellen/inlandsprodukt-volkseinkommen1925-pdf.html.

Destatis (2020d). Daten zur Energiepreisentwicklung - Lange Reihen bis Juni 2020 [online]. 2020. [Zugriff am: 19. August 2020]. Verfügbar unter: https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Publikationen/Energiepreise/energiepreisentwicklung-pdf-5619001.html Library Catalog: www.destatis.de.

DIW (2020). Bauwirtschaft wichtige Stütze der Konjunktur – Investitionsförderung beginnt zu wirken [online]. Januar 2020. Verfügbar unter: https://www.diw.de/de/diw_01.c.702164.de/publikationen/wochenberichte/2020_01_1/bauwirtschaft_wichtige_stuetze_der_konjunktur_investitionsfoerderung_beginnt_zu_wirken.html.

ENavi (2018). Die Transformation des Stromsystems mit Fokus Kohleausstieg – Synthesebericht des Schwerpunktthemas #1. Entwurf, Stand 08.08.2018. https://publications.iass-potsdam.de/rest/items/item_5011898_5/component/file_5011899/content, zuletzt abgerufen am 4.11.2020.

Eurostat (2020a). Tabellencode: nama_10_a64. Abgerufen am 28. Oktober von https://ec.europa.eu/eurostat/de/data/database.

Eurostat (2020b). Tabellencode nrg_bal_c. Abgerufen am 28. Oktober von https://ec.europa.eu/eurostat/de/data/database.

Eurostat (2020c). Tabellencodes nrg_pc_203, nrg_pc_205, prc_hicp_aind. Abgerufen am 28. Oktober von https://ec.europa.eu/eurostat/de/data/database.

EWK (2016). Stellungnahme zum fünften Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2015. Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“. Berlin, Münster, Stuttgart. Abgerufen am 03. November 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html.

EWK (2015). Stellungnahme zum vierten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2014. Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“. Berlin, Münster, Stuttgart. Abgerufen am 03. November 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html.

EWK (2014). Stellungnahme zum ersten Fortschrittsbericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2013. Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“. Berlin, Münster, Stuttgart. Abgerufen am 03. November 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html.

FNR (2020a). Biokraftstoffe: Aktuelle Marktsituation. [online]. 2020. [Zugriff am: 1. Oktober 2020]. Verfügbar unter: https://biokraftstoffe.fnr.de/kraftstoffe/aktuelle-marktsituation.

FNR (2020b). Biokraftstoffe: Bioethanol. [online]. 2020. [Zugriff am: 1. Oktober 2020]. Verfügbar unter: https://biokraftstoffe.fnr.de/kraftstoffe/bioethanol.

Fichtner (2019). Evaluation des Marktanreizprogramms zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt [online]. 2019. Verfügbar unter: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/evaluierung-marktanreizprogramm-2018.html.

IEA (2020). Energy prices and taxes. Abgerufen am 28. Oktober von https://www.oecd-ilibrary.org/energy/data/iea-energy-prices-and-taxes-statistics_eneprice-data-en.

Kaltenegger, O. (2020). What drives total real unit energy costs globally? A novel LMDI decomposition approach. Applied Energy, 261, 114340.

KBA (2020). Fahrzeugzulassungen (FZ) Bestand an Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen (1. Januar 2020) - FZ 13 [online]. 2020. Verfügbar unter: https://www.kba.de/SharedDocs/Publikationen/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ/2020/fz13_2020_pdf.pdf.

NEP (2019). Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Stand 15. April 2019.

Netztransparenz (2020a). INFORMATIONSPLATTFORM DER DEUTSCHEN ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER. Netztransparenz > KWKG > Jahresabrechnungen. [online]. 2020. Verfügbar unter: https://www.netztransparenz.de/KWKG/Jahresabrechnungen.

Netztransparenz (2020b). INFORMATIONSPLATTFORM DER DEUTSCHEN ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER. Netztransparenz > EnWG > Offshore-Netzumlage > Jahresabrechnung. [online]. 2020. Verfügbar unter: https://www.netztransparenz.de/EnWG/Offshore-Netzumlage/Jahresabrechnung.

Netztransparenz (2020c). INFORMATIONSPLATTFORM DER DEUTSCHEN ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER. Netztransparenz > EnWG > Abschaltbare Lasten-Umlage > Jahresabrechnung AblaV. [online]. 2020. Verfügbar unter: https://www.netztransparenz.de/Energiewirtschaftsgesetz/Umlage-18-AbLaV/Jahresabrechnung-AblaV.

Netztransparenz (2020d). INFORMATIONSPLATTFORM DER DEUTSCHEN ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER. EEG-Jahresabrechnungen. www.netztransparenz.de [online]. 2020. Verfügbar unter: https://www.netztransparenz.de/de/EEG_Jahresabrechnungen.htm.

Öko-Institut (2020). EEG-Rechner. Berechnungs- und Szenarienmodell zur Ermittlung der EEG-Umlage. Erstellt im Auftrag von Agora Energiewende. Modellversion 4.1.1. Abgerufen am 27. November von https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/eeg-rechner-fuer-excel/.

Prognos/BCG (2018). Klimapfade für Deutschland. Abgerufen am 27. November von https://bdi.eu/publikation/news/klimapfade-fuer-deutschland/.

Prognos/Öko-Institut/Wuppertal-Institut (2020). Klimaneutrales Deutschland. Zusammenfassung. Abgerufen am 27. November von https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrales-deutschland-zusammenfassung.

Schenker, O., Koesler, S., Löschel, A. (2018). On the effects of unilateral environmental policy on offshoring in multi-stage production processes. Canadian Journal of Economics, 51(4), 1221-1256.

TFZ (2020). Entwicklung der Brennstoffpreise. [online]. Juli 2020. Verfügbar unter: https://www.tfz.bayern.de/festbrennstoffe/energetischenutzung/035092/index.php.

UFOP (2020). Marktinformationen Ölsaaten und Biokraftstoffe. [online]. 2020. Verfügbar unter: https://www.ufop.de/medien/downloads/agrar-info/marktinformationen/.

Globale Schlüsseltechnologien für Wasserstoff und synthetische Energieträger

BMWi (2020). Die Nationale Wasserstoffstrategie. Abgerufen am 20. November 2020 von https://www.bmbf.de/files/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf.

Sachverständigenrat (2020). Corona-Krise gemeinsam bewältigen, Resilienz und Wachstum stärken. Jahresgutachten 2020/21 des Sachverständigenrats zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung. Abgerufen am 17. November 2020 von https://www.sachverstaendigenrat-wirtschaft.de/.

Glenk, G., Reichelstein, S. (2019). Economics of converting renewable power to hydrogen. Nature Energy, 4, 216-222.

Fraunhofer (2017). Mittel- und langfristige Potenziale von PtL- und H2-Importen aus internationalen EE-Vorzugsregionen. Teilbericht im Auftrag des BMU, August 2017. Abgerufen am 28. Mai 2020 von http://www.energieversorgung-elektromobilitaet.de/includes/reports/Teilbericht_Potenziale_PtL_H2_Importe_FraunhoferIWES.pdf.

GJETC (2020). Clean Hydrogen: Important aspects of production, international cooperation, and certification, part 2. Abgerufen am 12. Dezember 2020 von www.gjetc.org/wp-content/uploads/2020/07/GJETC_Hydrogen-Society-Study-II.pdf.

Grimm, V. (2020). Der Green Deal als Chance für die zukünftige Wettbewerbsfähigkeit in Europa: Wasserstoff und synthetische Energieträger. ifo Schnelldienst, 73(6), 22-28.

H2.B (2020). Positionspapier des Wasserstoffbündnis Bayern zur bayerischen Wasserstoffwirtschaft. Nürnberg, Mai 2020. Abgerufen am 28. Mai 2020 von https://h2.bayern/wp-content/uploads/2020/05/Positionspapier_Wasserstoffbuendnis_Bayern_052020_web.pdf.

Hebling, C., Ragwitz, M., Fleiter, T., Groos, U., Härle, D., Held, A., Jahn, M., Müller, N., Pfeifer,T., Plötz, P., Ranzmeyer, O., Schaadt, A., Sensfuß, F., Smolinka, T., Wietsche, M. (2019), Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland, Fraunhofer-Institut für System und Innovationsforschung ISI und Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Karlsruhe und Freiburg. Abgerufen am 27. November 2020 von https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/2019-10_Fraunhofer_Wasserstoff-Roadmap_fuer_Deutschland.pdf

IN4climate.NRW (2019): Wasserstoff als Schlüssel zur erfolgreichen Energiewende: Den Einstieg jetzt ermöglichen. Ein Diskussionsbeitrag der AG Wasserstoff von IN4climate.NRW zur Entwicklung der nationalen Wasserstoffstrategie. Abgerufen am 27. November 2020 von https://www.in4climate.nrw/fileadmin/Bilder/Pressefotos/Wasserstoffpapier/in4climatenrw-diskussionspapier-wasserstoff-als-schluessel-zur-erfolgreichen-energiewende.pdf

Martin, A., Agnoletti, M.F., Brangier, E. (2020). Users in the design of hydrogen energy systems: A systematic review. International Journal of Hydrogen Energy, 45(21), 11889-11900.

Nationaler Wasserstoffrat (2020a). EEG-Stellungnahme Nationaler Wasserstoffrat. Abgerufen am 14. Dezember von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/eeg-stellungnahme-nationaler-wasserstoff-rat.html.

Nationaler Wasserstoffrat (2020b). Stellungnahme zur NWS-Maßnahme 20. Abgerufen am 14. Dezember von https://www.fnb-gas.de/media/nwr_stellungnahme_nws_massnahme_20.pdf.

Nationaler Wasserstoffrat (2020c). Stellungnahme: Änderung BImSchG/BImSchV. Umsetzung RED II in nationales Recht.

Niermann, M., Drünert, S., Kaltschmitt, M., Bonhoff, K. (2019): Liquid organic hydrogen carriers (LOHCs) – techno-economic analysis of LOHCs in a defined process chain. Energy & Environmental Science, 12(1), 290-307.

NPM (2020). Einsatzmöglichkeiten unter realen Rahmenbedingungen. 2. Kurzbericht der AG 2, Berlin, Juni 2020. Abgerufen am 10. Juni 2020 von https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2020/06/NPM-AG-2_Einsatzm%C3%B6glichkeiten-unter-realen-Rahmenbedingungen.pdf.

NPM (2019). Elektromobilität. Brennstoffzelle. Alternative Kraftstoffe – Einsatzmöglichkeiten aus technologischer Sicht. 1. Kurzbericht der AG 2, Berlin, November 2019. Abgerufen am 28. Mai 2020 von https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2019/11/NPM-AG-2-Elektromobilit%C3%A4t-Brennstoffzelle-Alternative-Kraftstoffe-Einsatzm%C3%B6glichkeiten-aus-technologischer-Sicht.pdf.

Prognos/Öko-Institut/Wuppertal Institut (2020). Klimaneutrales Deutschland. In drei Schritten zu null Treibhausgasen bis 2050 über ein Zwischenziel von -65 % im Jahr 2030 als Teil des EU-Green-Deals. Abgerufen am 17. November 2020 von https://static.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2020/2020_10_KNDE/A-EW_195_KNDE_WEB_V111.pdf.

Reuß, M., Grube, T., Robinius, M., Preuster, P., Wasserscheid, P., Stolten, D. (2017). Seasonal storage and alternative carriers. A flexible hydrogen supply chain model. Applied Energy, 200, 290-302.

Robinius, M., Markewitz, P., Lopion, P., Kullmann, F., Heuser, P.-M., Syranidis, K., Cerniauskas, S., Reuß, M., Ryberg, S., Kotzur, L., Caglayan, D., Welder, L., Linßen, J., Grube, T., Heinrichs, H., Stenzel, P., Stolten, D. (2019). Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050. Forschungszentrum Jülich GmbH. Abgerufen am 27. November 2020 von https://www.fz-juelich.de/iek/iek-3/DE/_Documents/Downloads/transformationStrategies2050_studySummary_2019-10-31.pdf.pdf;jsessionid=DB4B3DD5D14976DB75555D0BEFCE0B29?__blob=publicationFile.

Runge, P., Sölch, C., Albert, J., Wasserscheid, P., Zöttl, G., Grimm, V. (2019). Economic comparison of different electric fuels for energy scenarios in 2035. Applied Energy, 233-234, 1078-1093. https://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.10.023.

Runge, P., Sölch, C., Albert, J., Wasserscheid, P., Zöttl, G., Grimm, V. (2020). Economic comparison of electric fuels produced at excellent locations for renewable energies: A scenario for 2035. In: SSRN Journal. DOI: 10.2139/ssrn.3623514.

Westphal, K., Dröge, S., Geden, O. (2020). The international dimensions of Germany's hydrogen policy. SWP Comment, 32/2020. Abgerufen am 23. Oktober 2020 von https://doi.org/10.18449/2020C32.

Wuppertal Institut (2020). Klimaneutrale Industrie. Ausführliche Darstellung der Schlüsseltechnologien für die Branchen Stahl, Chemie und Zement. Abgerufen am 17. November 2020 von https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2018/Dekarbonisierung_Industrie/166_A-EW_Klimaneutrale_Industrie_Ausfuehrliche-Darstellung_WEB.pdf.

Wuppertal Institut (2019). Wasserstoff füreine klimaneutrale Grundstoffindustrie in NRW – Mögliche Rollen. Abgerufen am 17.11.2020 von https://www.in4climate.nrw/fileadmin/Veranstaltungen/2019/Veranstaltung_Wasserstoff_23.05.2019/schneider_-_rolle_-_h2_-_in_-_Industrie_-_20190523.pdf.

Blockchain als Element der Digitalisierung der Energiewende

Andoni, M., Robu, V., Flynn, D., Abram, S., Geach, D., Jenkins, D., McCallum, P., Peacock, A. (2019). Blockchain technology in the energy sector: A systematic review of challenges and opportunities. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 100, 143-174.

Catalini, C., Gans, J.S. (2020). Some simple economics of the blockchain. Communications of the ACM, 63(7), 80-90.

Copigneaux, B., Vlasov, N., Bani, E., Tcholtchev, N., Lämmel, P., Fuenfzig, M., Snoeijenbos, S., Flickenschild, M., Piantoni, M., Frazzani, S. (2020). Blockchain for supply chains and international trade. Abgerufen am 27. November 2020 von https://www.europarl.europa.eu/thinktank/en/document.html?reference=EPRS_STU(2020)641544.

Diestelmeier, L. (2019). Changing power: Shifting the role of electricity consumers with blockchain technology – Policy implications for EU electricity law. Energy Policy, 128, 189-196.

Digiconomist (2020). Bitcoin energy consumption index. Abgerufen am 27. November 2020 von https://digiconomist.net/bitcoin-energy-consumption/.

Dittmar, L., Praktiknjo, A. (2019). Could Bitcoin emissions push global warming above 2°C? Nature Climate Change, 9, 656-657.

Eklund, P.W., Beck, R. (2019). Factors that impact blockchain scalability. Proceedings of the 11th International Conference on Management of Digital Ecosystems, 126–133.

EWK (2018). Stellungnahme zum sechsten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2016. Berlin, Münster, Stuttgart. Abgerufen am 07. Oktober 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html.

EWK (2015). Stellungnahme zum vierten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2014. Berlin, Münster, Stuttgart. Abgerufen am 07. Oktober 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html.

Franke, L., Schletz, M., Salomo, S. (2020). Designing a blockchain model for the Paris Agreement's carbon market mechanism. Sustainability, 12(3), 1068.

Gopalakrishnan, S., Granot, D., Granot, F., Sošić, G., Cui, H. (2020). Incentives and emission responsibility allocation in supply chains. Management Science. Published online in Articles in Advance 19 Oct 2020. Abgerufen am 27. November von https://doi.org/10.1287/mnsc.2020.3724.

Gorenflo, C., Lee, S., Golab, L., Keshav, S. (2019). Fastfabric: Scaling hyperledger fabric to 20,000 transactions per second. IEEE International Conference on Blockchain and Cryptocurrency (ICBC), 455-463.

International Data Spaces Association (2019). Blockchain technology in IDS. Abgerufen am 27. November 2020 von https://www.internationaldataspaces.org/new-position-paper-on-blockchain-technology-in-ids/.

McAusland, C., Najjar, N. (2015). Carbon footprint taxes. Environmental and Resource Economics, 61, 37-70.

Sedlmeir, J., Buhl, H.U., Fridgen, G., Keller, R. (2020). The energy consumption of blockchain technology: Beyond myth. Business & Information Systems Engineering, 62, 599-608.

UNFCCC (2015). Paris Agreement. FCCC/CP/2015/L.9/Rev.1. Abgerufen am 27. November 2020 von https://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/eng/l09r01.pdf.

VDMA (2020). Nachweissysteme für die Berechnung des CO_2-Fußabdrucks in Unternehmen. Abgerufen am 07. Oktober 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/roadmap-2050-vortrag-co2-fussabdruck-ag-industrie.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

Kriterienraster auf dem Weg zur Klimaneutralität

Böhringer, Christoph, Edward J. Balistreri & Thomas F. Rutherford. (2012). The role of border carbon adjustment in unilateral climate policy: Overview of an Energy Modeling Forum study (EMF 29). Energy Economics 34: 97–110.

Brauers et al. (2020). Comparing coal phase-out pathways: The United Kingdom’s and Germany’s diverging transitions. Environmental Innovation and Societal Transitions, 37, 238-253.

Bundesregierung (2019). Eckpunkte für das Klimaschutzprogramm 2030. Abgerufen am 12. Dezember 2020 von https://www.bundesregierung.de/resource/blob/975232/1673502/768b67ba939c098c994b71c0b7d6e636/2019-09-20-klimaschutzprogramm-data.pdf.

Carattini, S., Baranzini, A., Thalmann, P., Varone, F., Vöhringer, F. (2017). GreentTaxes in a post-Paris world: Are millions of nays inevitable? Environmental and Resource Economics, 68(1), 97-128.

Edenhofer et al. (2019a). Optionen für eine CO_2-Preisreform. MCC-PIK-Expertise für den Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung. Abgerufen am 12. Dezember 2020 von https://www.mcc-berlin.net/fileadmin/data/B2.3_Publications/Working%20Paper/2019_MCC_Optionen_für_eine_CO2-Preisreform_final.pdf.

Edenhofer et al. (2019b). Bewertung des Klimapakets und nächste Schritte. CO_2-Preis, sozialer Ausgleich, Europa, Monitoring. Abgerufen am 12. Dezember 2020 von https://www.mcc-berlin.net/fileadmin/data/B2.3_Publications/Working%20Paper/2019_MCC_Bewertung_des_Klimapakets_final.pdf.

Frondel, Manuel & Colin Vance (2018). Drivers’ response to fuel taxes and efficiency standards: evidence from Germany. Transportation, 45(3), 989-1001.

Gaschnig et al. (2018). Multikriterieller Bewertungsansatz für eine nachhaltige Energiewende. Von der Analyse zur Entscheidungsfindung mit ENavi. Abgerufen am 12. Dezember 2020 von https://publications.iass-potsdam.de/rest/items/item_3458890_10/component/file_3537888/content.

Gaschnig et al. (2020). Multikriterielle Bewertung der Energiewende. Nachhaltigkeitsprofile zum Kohleausstieg. ENavi-Abschlussbericht des Arbeitspaketes 11 für den Schwerpunkt „Transformation des Stromsystems“. Abgerufen am 12. Dezember 2020 von https://publications.iass-potsdam.de/rest/items/item_6000089_3/component/file_6000098/content.

GJETC (2020). Clean Hydrogen: Important aspects of production, international cooperation, and certification, part 2. Abgerufen am 12. Dezember 2020 von www.gjetc.org/wp-content/uploads/2020/07/GJETC_Hydrogen-Society-Study-II.pdf.

Hainsch, K., Brauers, H., Burandt, T., Göke, L., von Hirschhausen, C., Kemfert, C., Kendziorski, M., Löffler, K., Oei, P.-Y., Präger, F., Wealer, W. (2020). Make the European Green Deal real – Combining climate neutrality

and economic recovery. Abgerufen am 12. Dezember 2020 von https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.791736.de/diwkompakt_2020-153.pdf.

IPCC (2019). Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty. [Masson-Delmotte, V., Zhai, P., Pörtner, H.-O., Roberts, D., Skea, J., Shukla, P.R., Pirani, A., Moufouma-Okia, W., Péan, C., Pidcock, R., Connors, S., Matthews, J.B.R., Chen, Y., Zhou, X., Gomis, M.I., Lonnoy, E., Maycock, T., Tignor, M., Waterfield, T. (Hrsg.)]. Abgerufen am 12. Dezember 2020 von https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/06/SR15_Full_Report_Low_Res.pdf.

Koch, N., Houdou, B.-M. (2019). Does the EU emissions trading system induce investment leakage? Evidence from German multinational firms. Energy Economics, 81, 479-492.

Kriegler, E., Bertram, C., Kuramochi, T., Jakob, M., Pehl, M., Stevanović, M., Höhne, N., Luderer, G., Minx, J.C., Fekete, H., Hilaire, J., Luna, L., Popp, A., Steckel, J.C., Sterl, S., Woldie Yalew, A., Dietrich, J.P., Edenhofer, O. (2018). Short term policies to keep the door open for Paris climate goals. Environmental Research Letters, 13(7), 074022.

Löschel, A., Erdmann, G., Staiß, F., Ziesing, H. (2015). Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“: Stellungnahme zum vierten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2014. Berlin, Münster, Stuttgart. Abgerufen am 12. Dezember 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html.

Löschel, A., Erdmann, G., Staiß, F., Ziesing, H. (2019). Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“: Stellungnahme zum zweiten Fortschrittsbericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2017. Berlin, Münster, Stuttgart. Abgerufen am 12. Dezember 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html.

Löschel, A., Grimm, V., Lenz, B., Staiß, F. (2020). Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“: Klimaschutz vorantreiben, Wohlstand stärken – Kommentierung zentraler Handlungsfelder der deutschen Energiewende im europäischen Kontext. Berlin, Münster, Nürnberg, Stuttgart. Abgerufen am 12. Dezember 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html.

Matthes, F.C., Hermann, H., Mendelevitch, R., Cook, V. (2020). Einordnung der geplanten Entschädigungszahlungen für die Stilllegungen deutscher Braunkohlekraftwerke im Kontext aktueller Entwicklungen. Abgerufen am 12. Dezember 2020 von https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Einordnung-der-geplanten-Entschaedigungszahlungen-fuer-deutsche-Braunkohlekraftwerke.pdf.

Mehling, M.A., van Asselt, H., Das, K., Droege, S., Verkuijl, C. (2019). Designing border carbon adjustments for enhanced climate action. The American Journal of International Law, 113(3), 433-481.

Meng, K.C., Rode, A. (2019). The social cost of lobbying over climate policy. Nature Climate Change, 9(6), 472.

Oei, P.-Y., Hainsch, K., Löffler, K., von Hirschhausen, C.R., Holz, F., Kemfert, C. (2019). A new climate for Europe: 2030 climate targets must be more ambitious. Abgerufen am 12. Dezember 2020 von https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.683026.de/dwr-19-40-1.pdf.

Paltsev, S., Chen, Y.-H. H., Karplus, V., Kishimoto, P., Reilly, J., Löschel, A., Koesler, S. (2018). Reducing CO_2 from Cars in the European Union. Transportation, 45, 573-595.

van der Ploeg, F., Rezai, A. (2020). Stranded assets in the transition to a carbon-free economy. Annual Review of Resource Economics, 12, 281-298.

Pothen, F., Tovar Reaños, M.A. (2018). The distribution of material footprints in Germany. Ecological Economics, 153, 237-251.

Rauner, S., Bauer, N., Dirnaichner, A., Van Dingenen, R., Mutel, C., Luderer, G. (2020). Coal-exit health and environmental damage reductions outweigh economic impacts. Nature Climate Change, 10, 308-312.

Sachverständigenrat (2020). Corona-Krise gemeinsam bewältigen, Resilienz und Wachstum stärken. Jahresgutachten 2020/21 des Sachverständigenrats zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung. Abgerufen am 17. November 2020 von https://www.sachverstaendigenrat-wirtschaft.de/.

United Nations (2015). Transforming our world: The 2030 agenda for sustainable development, A/RES/70/1. Abgerufen am 12. Dezember 2020 von https://www.un.org/en/development/desa/population/migration/generalassembly/docs/globalcompact/A_RES_70_1_E.pdf.

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

Klimaschutz vorantreiben, Wohlstand stärken –

Kommentierung zentraler Handlungsfelder der deutschen Energiewende im europäischen Kontext

Berlin · Münster · Nürnberg · Stuttgart, Juni 2020

- Prof. Dr. Andreas Löschel (Vorsitzender)
- Prof.in Dr. Veronika Grimm
- Prof.in Dr. Barbara Lenz
- Prof. Dr. Frithjof Staiß

ENERGIE DER ZUKUNFT

Kommission zum Monitoring-Prozess

Prof. Dr. Andreas Löschel (Vorsitzender)
Prof.in Dr. Veronika Grimm
Prof.in Barbara Lenz
Prof. Dr. Frithjof Staiß

Expertenkommission:

Prof. Dr. Andreas Löschel (Vorsitzender)

Westfälische Wilhelms-Universität Münster
Am Stadtgraben 9, 48143 Münster
E-Mail: loeschel@uni-muenster.de
Telefon: +49 251-83-25004

Prof.in Dr. Veronika Grimm

Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg
Lange Gasse 20, 90403 Nürnberg
E-Mail: veronika.grimm@fau.de
Telefon: +49 911-5302-224
Fax: +49 911-5302-168

Prof.in Dr. Barbara Lenz

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR)
Institut für Verkehrsforschung
Rudower Chaussee 7, 12489 Berlin
E-Mail: barbara.lenz@dlr.de
Telefon: +49 30 67055-206
Fax: +49 30 67055-283

Prof. Dr. Frithjof Staiß

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung
Baden-Württemberg(ZSW)
Meitnerstr. 1, 70563 Stuttgart
E-Mail: frithjof.staiss@zsw-bw.de
Telefon: +49 711-7870-210
Fax: +49 711-7870-100

Dieses Gutachten beruht auch auf der sachkundigen und engagierten Arbeit unserer wissenschaftlichen Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter:

Westfälische Wilhelms-Universität Münster
Gerald Zunker, Dr. Oliver Kaltenegger

Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg
Sandra Kretschmer, Dr. Christian Sölch

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR)
Felix Steck

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg(ZSW)
Maike Schmidt, Andreas Püttner

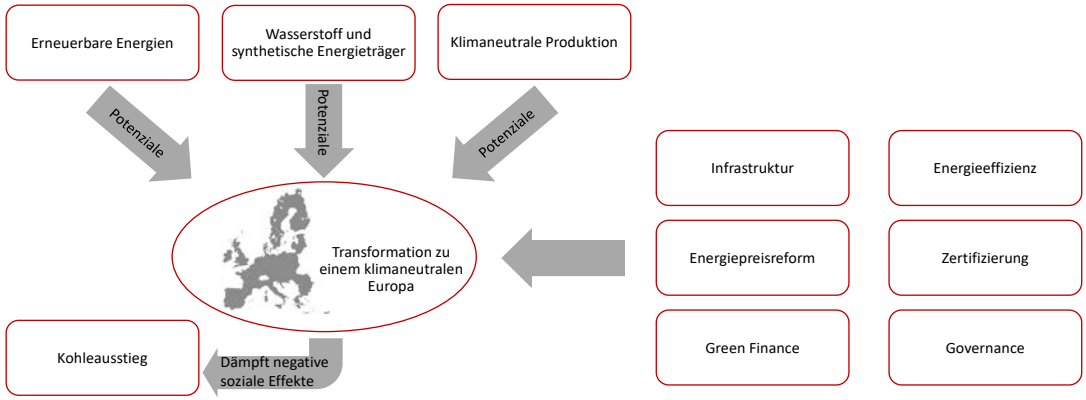
Klimaschutz vorantreiben, Wohlstand stärken – Kommentierung zentraler Handlungsfelder der deutschen Energiewende im europäischen Kontext

Die unabhängige Expertenkommission begleitet den 2011 von der Bundesregierung ins Leben gerufenen Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“. Sie nimmt auf wissenschaftlicher Grundlage Stellung zu den Monitoring- und Fortschrittsberichten der Bundesregierung und unterstützt die Bundesregierung bei der Erarbeitung gemeinsamer Lösungen und Strategien für die zentralen Handlungsfelder der Energiewende. Um die anstehenden politischen Diskussionen zur effektiven und effizienten Weiterentwicklung der Energiewende und zur nachhaltigen Wirtschaftsentwicklung in Zeiten der Corona-Pandemie zu unterstützen, möchte die Expertenkommission in diesem Kommentar Empfehlungen zu zentralen Maßnahmen und Rahmenbedingungen geben. Dies geschieht vor dem Hintergrund eines Vorschlags des Koalitionsausschusses für ein umfangreiches Konjunktur- und Zukunftspaket, der anstehenden deutschen EU-Ratspräsidentschaft und der politischen Diskussionen zum europäischen Green Deal. Das Konjunktur- und Zukunftspaket der Bundesregierung adressiert insbesondere mit der Wasserstoffwirtschaft, dem Infrastrukturausbau und der nachhaltigen Mobilität wichtige Felder der deutschen Energiewende. Mit dem Zuschuss zur Senkung der EEG-Umlage erfolgt der Einstieg in eine Energiepreisreform. Nun gilt es, die Maßnahmen sinnvoll zu konkretisieren und weiterzuentwickeln. Die Expertenkommission wird darauf – ebenso wie auf den gerade veröffentlichten Integrierten Nationalen Energie- und Klimaplan – in der Stellungnahme zum nächsten Monitoring-Bericht der Bundesregierung vertiefend eingehen. Im vorliegenden Kommentar liegt der Fokus vorrangig auf Empfehlungen zu zentralen Maßnahmen und Rahmenbedingungen und der Einpassung in den europäischen Kontext. Die Bundesregierung schreibt zurecht im zweiten Fortschrittsbericht zur Energiewende: „Die Energiewende ist kein deutscher Alleingang, sie ist eingebettet in die europäische Energiepolitik […]. Eine erfolgreiche europäische Zusammenarbeit unterstützt den Erfolg der deutschen Energiewende“. Der europäische Green Deal zielt auf die Klimaneutralität der Europäischen Union bis zum Jahr 2050. Diese neue Strategie ist nur glaubhaft, wenn es gelingt, strategisch bedeutsame klimaneutrale Wertschöpfungsketten und europäische Märkte aufzubauen, internationale Kooperationen zu schließen und die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen zu sichern.

Im Mittelpunkt der Stellungnahme der Expertenkommission stehen der Ausbau erneuerbarer Energien, die industrielle Transformation hin zu emissionsneutralen Technologien und Produkten und die zukünftige Rolle von Wasserstoff und synthetischen Energieträgern bei der Defossilisierung des Wärme- und des Mobilitätssektors sowie der Industrie (vgl. Abbildung 44). Nach dem heutigen Stand sind Fördermechanismen bzw. Instrumente oft zu komplex, kleinteilig, kurzfristig und nicht ausreichend miteinander verzahnt. Ein wesentlicher Bestandteil der Empfehlungen ist daher eine CO_2-basierte Energiepreisreform, die insbesondere eine umfassende Reduktion der Umlagen und Abgaben beim Strompreis und mittelfristig deren Refinanzierung aus den Einnahmen der CO_2-Bepreisung vorsieht. Ambitionierte CO_2-Preispfade bei gleichzeitig unverzerrten Energiepreisen schaffen in den europäischen Mitgliedsstaaten für alle Akteure einheitliche Anreize für klimafreundliches Verhalten. Diese Reform setzt unmittelbar wichtige Impulse für die Konjunktur, indem sie bei richtiger Ausgestaltung die Haushalte und viele mittelständische Unternehmen entlastet und die zukunftsweisende Transformation der Industrie vorantreibt. Zukunftschancen entstehen aber nur dann, wenn die angestrebte Koordination über die verschiedenen Dimensionen der Energieunion, Regionen, Sektoren und Technologien gelingt. Hierfür sind Maßnahmen notwendig, die ohne größere Hürden umzusetzen sind, die sowohl der Energiewende als auch der Wirtschaft zu Gute kommen und die weitgehend auf eine marktliche Koordination setzen. Die Stellungnahme zeigt ebenfalls auf, wie die internationale Einbettung klimapolitischer Instrumente besser gelingen kann und welche Chancen durch

die Anpassung von Rahmenbedingungen sowie einen zielgerichteten Aufbau von Infrastrukturen für die aktuell notwendige Wiederbelebung der Konjunktur und zukünftiges klimafreundliches Wachstum bestehen.

Abbildung 44: Zentrale Handlungsfelder für die Transformation zu einem klimaneutralen Europa



Quelle: Eigene Darstellung

Die Transformation hin zu einem nachhaltigen Wirtschaftssystem in Europa erfordert es, strategisch bedeutsame klimaneutrale **Wertschöpfungsketten** (Kapitel 1) aufzubauen, kritische Abhängigkeiten durch Diversifizierung zu vermeiden und europäische Märkte zu stärken. Die Sicherung der Wettbewerbsfähigkeit europäischer Unternehmen erfordert es auch, vorausschauend und konsequent internationale Energie- und Handelskooperationen weiterzuentwickeln. Potenziale für die internationale Innovations- und Technologieführerschaft und die damit verbundene europäische Wertschöpfung bieten insbesondere die erneuerbaren Energien, die industrielle Transformation zur Klimaneutralität sowie grüner Wasserstoff und synthetische Energieträger.

Regenerativer Wasserstoff und synthetische Energieträger (Kapitel 6) spielen eine Schlüsselrolle, da sie vielfältig einsetzbar sind. Anwendungen liegen im Verkehrssektor, bei der Speicherung von Strom, in der Industrie (auch als Rohstoff) und im Wärmesektor. Im Verkehrssektor ergeben sich für synthetische Kraftstoffe insbesondere dort Einsatzgebiete, in denen weder Batterie- noch Brennstoffzellenantriebe zumindest mittelfristig technologisch in Frage kommen, z. B. im Luft- und internationalen Seeverkehr. Für die Defossilisierung wichtiger Bereiche der energieintensiven Industrie ist Wasserstoff die einzige sinnvolle Alternative. Auch für die saisonale Stromspeicherung kommen praktisch nur Wasserstoff oder synthetisches Methan infrage. Um Wasserstoff und synthetische Energieträger in großem Maßstab einsetzen zu können, ist die Transformation und Ergänzung bestehender Wertschöpfungsketten notwendig: von der Erzeugung über die Logistik bis zur Nutzung. Eine zentrale Voraussetzung dafür ist der schnelle Hochlauf der industriellen Produktion von Schlüsselkomponenten einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft in Deutschland und Europa.

Die beschleunigte **industrielle Transformation** (Kapitel 7) ist eine Voraussetzung für die erfolgreiche Umsetzung des Green Deal. Daraus ergeben sich zentrale Handlungsfelder sowohl im direkten Einflussbereich der Unternehmen, beim Einkauf von Energieträgern sowie entlang der gesamten Wertschöpfungskette der Produkte. Die industrielle Transformation bietet darüber hinaus die Chance auf eine internationale Technologieführerschaft in Schlüsselbranchen und sichert die industrielle Basis der Europäischen Union. Ein solcher Leitmarkt kann (Technologie-)Standards für die globale Entwicklung setzen und schafft zusätzliche Chancen für europäische Unternehmen im globalen Wettbewerb.

Weiterer Handlungsbedarf besteht bei den **erneuerbaren Energien** (Kapitel 5), da die Umsetzung der langfristigen Klimaziele und des Green Deal eine massive Erhöhung der Ausbauziele erfordern. Damit ergeben sich zugleich zusätzliche Wertschöpfungspotenziale. Gerade für den Ausbau erneuerbarer Energien sind in der Umsetzung europäische Lösungen zu stärken, um nationale Aktivitäten besser zu ergänzen. Nicht zuletzt ermöglicht der Aufbau klimaneutraler Wertschöpfungsketten den Verlust von Arbeitsplätzen zu kompensieren, die im Zuge des **Kohleausstiegs** (Kapitel 4) und des Strukturwandels wegfallen.

Um das volle Potenzial dieser Handlungsfelder auszuschöpfen, müssen angemessene Rahmenbedingungen auf nationaler und europäischer Ebene geschaffen und entsprechende Maßnahmen ergriffen werden. Als Leitinstrument empfiehlt die Expertenkommission eine **CO_2-basierte Energiepreisreform** (Kapitel 2). Daneben sind Infrastrukturmaßnahmen, Anreize und verbesserte Rahmenbedingungen für nachhaltige Investitionen (Green Finance), einheitliche Standards für die Zertifizierung klimafreundlicher Wertschöpfung und Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz von Bedeutung. Eine CO_2-basierte Energiepreisreform umfasst auf nationaler Ebene die Umsetzung eines ambitionierteren CO_2-Preispfades, welche auch einen Mindestpreis für CO_2 umfasst, sowie eine umfassende Ausrichtung des derzeit existierenden komplexen Systems aus Entgelten, Steuern, Abgaben und Umlagen auf tatsächliche externe Effekte. Auf europäischer Ebene sind die Energiesteuerrichtlinie und das Europäische Emissionshandelssystem zu überarbeiten sowie ggf. Grenzausgleiche (Border Carbon Adjustments) einzuführen. Ziel ist ein europaweit einheitlicher Rahmen mit klimafreundlicher Lenkungswirkung, effizienten Preissignalen sowie einem Wettbewerb auf Augenhöhe zwischen Akteuren und Technologien. Bei den Reformen ist sowohl auf nationaler als auch auf europäischer Ebene auf die induzierten Verteilungswirkungen zu achten.

Infrastrukturen (Kapitel 8) müssen für den Transport, die Verteilung und die Speicherung von Wasserstoff und synthetischen Energieträgern angepasst und ausgebaut werden. Zudem werden Speicher mit verschiedenen Volumina benötigt, um eine zeitliche Unabhängigkeit von Erzeugung und Verbrauch insbesondere im Bereich der Stromversorgung zu ermöglichen. Auch ist ein schneller und auf europäischer Ebene langfristig koordinierter Ausbau der Stromnetze erforderlich, um diese an den Anforderungen des zukünftigen Energiesystems auszurichten und die Ausbauziele bei den erneuerbaren Energien erreichen zu können. Im Verkehr ist der europaweite Ausbau von Tankinfrastrukturen für neue erneuerbare Kraftstoffe und Ladeinfrastruktur entlang des transeuropäischen Verkehrsnetzes zu entwickeln.

Die Investitions- und Finanzmittel der öffentlichen Hand können und sollen lediglich die Grundlage für die Umsetzung des Green Deal schaffen. Um dafür auch das erforderliche Kapital privatwirtschaftlicher Investoren zu aktivieren, sind weitere Maßnahmen zur Stärkung von **Green Finance** (Kapitel 10) umzusetzen, etwa die Ausweitung von Berichtspflichten von Unternehmen und Finanzmarktakteuren im Sinne der EU-Taxonomie.

Verbesserte Rahmenbedingungen und einheitliche Standards für die **Zertifizierung** (Kapitel 3) können den Märkten wichtige Entscheidungsgrundlagen bieten und dies nicht nur für klimarelevante Aktivitäten von Unternehmen und Finanzmarktakteuren. Dazu ist eine sektorübergreifend einheitliche und zuverlässige Erfassung notwendig, damit der CO_2-Ausstoß als maßgeblicher Bewertungsmaßstab dienen kann. Insbesondere die Umsetzung der Sektorkopplung mit dem Ziel der Defossilisierung von Verkehr, Gebäuden und Industrie erfordert die Erfassung der CO_2-Emissionen, die durch Energieströme, Produkte und Dienstleistungen verursacht werden. Ein System glaubwürdiger und zuverlässiger Zertifizierung kann auch ohne weitere darauf aufbauende rechtliche Anforderungen bereits Wirkung entfalten. Darüber hinaus kann es Grundlage von ordnungspolitischen Maßnahmen sein, die auf die Reduktion von CO_2-Emissionen abzielen.

Maßnahmen zur Steigerung der **Energieeffizienz** (Kapitel 9) sind eine wichtige Säule der Defossilisierung im Gebäude- und Verkehrssektor und können bei den betroffenen Endverbrauchern langfristig steigende

Kostenbelastungen vermeiden. Investitionsentscheidungen von Endverbrauchern erfordern Vertrauen in die zukünftige Attraktivität von Anlagen und Produkten. Dies betrifft sowohl Erwartungen in die Preisentwicklung bei den CO_2-Emissionen als auch bei der Infrastruktur. Förderprogramme und ein passender gesetzlicher Rahmen können darüber hinaus bei Kaufentscheidungen unterstützen. Nicht nur im Verkehrsbereich ist zu berücksichtigen, dass Kosteneinsparungen vielfach zu Rebound-Effekten führen, die Effizienzgewinne kompensieren oder sogar überkompensieren und die es durch flankierende Regulierung zu vermeiden gilt.

Entscheidend für den Erfolg einer umfassenden Transformation ist ein gutes Zusammenspiel der verschiedenen Governance-Strukturen auf den Ebenen von EU, Mitgliedstaaten, Regionen und Kommunen. Bei den **Governance-Strukturen** (Kapitel 11) empfehlen sich EU-weite, marktliche Mechanismen, um eine einfache Koordinierung über die Dimensionen der Energieunion, Regionen, Sektoren und Technologien zu erreichen. Zudem müssen Konflikte zwischen einzelnen Instrumenten aufgelöst und Pendants von europäischen und nationalen Vorschriften aufeinander abgestimmt werden.

Bei allen von der Expertenkommission empfohlenen Maßnahmen ist zu beachten, dass das Krisenmanagement in der Corona-Pandemie Vorrang hat. Nichtsdestotrotz sind einige ohne größere Hürden umsetzbar und in Zeiten von Corona sogar umso dringlicher. Beispielhaft sei auf die Energiepreisreform und Maßnahmen zur klimaneutralen Transformation der Industrie verwiesen, welche die Konjunktur unterstützen, die Resilienz des Gesamtsystems erhöhen und zum Schutz vulnerabler Gruppen beitragen.

Klimaschutz vorantreiben, Wohlstand stärken – Kommentierung zentraler Handlungsfelder der deutschen Energiewende im europäischen Kontext

Europäische Wertschöpfung stärken und internationale Einbettung sichern

Die Transformation hin zu einem nachhaltigen Wirtschaftssystem erfordert es, strategisch bedeutsame klimaneutrale Wertschöpfungsketten aufzubauen, kritische Abhängigkeiten durch Diversifizierung zu vermeiden, europäische Märkte zu stärken, internationale Kooperationen zu schließen und die Wettbewerbsfähigkeit europäischer Unternehmen zu sichern.

CO_2-basierte Energiepreisreform rasch angehen und richtig gestalten

Eine CO_2-basierte Energiepreisreform setzt Impulse für die Konjunktur, indem sie bei richtiger Ausgestaltung Haushalte und Unternehmen entlastet und die Transformation der Industrie vorantreibt. Auf nationaler Ebene sollte ein ambitionierter CO_2-Preispfad angestrebt werden sowie eine umfassende Ausrichtung des derzeit existierenden komplexen Energiepreissystems auf tatsächliche externe Effekte in allen Sektoren. Durch den vorgeschlagenen Wegfall der Umlagen für erneuerbare Energien und Kraft-Wärme-Kopplung sowie die Reduzierung der Stromsteuer werden Strompreise in Deutschland – trotz höherer CO_2-Preise – netto reduziert. Zusätzlich ist zu bedenken, dass die durch die Corona-Krise gesunkenen Strom-, Öl- und Gaspreise zusätzliche Handlungsspielräume eröffnen. Höhere Ambitionen im Klimaschutz auf europäischer Ebene erfordern neben einem Nachschärfen der CO_2-Bepreisung im EU ETS eine Reform der EU-Energiesteuerrichtlinie sowie ggf. die Einführung von Grenzausgleichen.

Zertifizierung auf den Green Deal ausrichten

Um wirksamen internationalen Klimaschutz zu ermöglichen, werden klare Zertifizierungsstandards benötigt, deren maßgeblicher Bewertungsmaßstab der CO_2-Ausstoß ist. Sie ermöglichen erst die Umsetzung der Sektorkopplung mit dem Ziel der Defossilisierung von Verkehr, Gebäuden und Industrie, liefern Entscheidungsgrundlagen für Investitionen von Unternehmen sowie Finanzmarktakteuren und schaffen die Voraussetzungen für den Aufbau klimaneutraler internationaler Wertschöpfungsketten.

Effizient aus der Kohle aussteigen und marktliche Signale stärken

Der in Deutschland beschlossene Kohleausstieg ist auf Basis der Beschlüsse zum europäischen Green Deal nachzubessern. Der Kohleausstieg müsste deutlich rascher und weitgehend durch marktliche CO_2-Preissignale erfolgen. Auf Kompensationszahlungen an Unternehmen sollte möglichst verzichtet werden. Freiwerdende EU ETS-Zertifikate sind idealerweise vollständig aus dem Markt zu nehmen. Der Wandel hin zu einer kohlenstoffarmen Wirtschaft in Europa muss zudem sozialverträglich ausgestaltet werden.

Erneuerbare Energien beschleunigt ausbauen

Die Umsetzung der langfristigen Klimaziele und des Green Deal erfordern eine deutliche Erhöhung der Ausbauziele für erneuerbare Energien. Da ausreichend Erzeugungspotenziale vorhanden wären, geht es vorrangig um Impulse für eine gesteigerte Ausbaudynamik. Gerade hierfür sind in der Umsetzung europäische Lösungen zu stärken, um nationale Aktivitäten besser zu ergänzen. Damit ergeben sich zugleich zusätzliche Wertschöpfungspotenziale, nicht nur durch den Ausbau, sondern auch durch die Nutzung der erneuerbaren Energien.

Globale Schlüsseltechnologien für Wasserstoff und synthetische Energieträger entwickeln

Regenerativer Wasserstoff und synthetische Energieträger spielen eine Schlüsselrolle für das Erreichen der Klimaneutralität bis zum Jahr 2050. Anwendungen liegen im Verkehrssektor, bei der Speicherung von Strom, in der Industrie (gerade auch als Rohstoff) und im Wärmesektor. Um Wasserstoff und synthetische Energieträger in großem Maßstab einsetzen zu können, ist die Transformation und Ergänzung bestehender Infrastrukturen, Liefer- und Wertschöpfungsketten notwendig. Eine zentrale Voraussetzung ist der schnelle Hochlauf der industriellen Produktion von Schlüsselkomponenten. Auf internationaler Ebene ist auf bestehende aber auch auf neue Energiepartnerschaften zu setzen.

Industrielle Transformation durch klimaneutrale Produktion beschleunigen

Die klimaneutrale Produktion ist ein zentrales Handlungsfeld für die Umsetzung des Green Deal, sowohl im direkten Einflussbereich der Unternehmen, beim Einkauf von Energieträgern sowie entlang der gesamten produktbezogenen Wertschöpfung auf der Beschaffungsseite und der Absatzseite. Eigeninitiativen von Unternehmen sollten durch den entsprechenden regulatorischen Rahmen unterstützt und verstärkt werden. Z. B. beim Aufbau der Wertschöpfungsketten einer Wasserstoffwirtschaft bestehen sehr gute Chancen für die deutsche ebenso wie für die europäische Industrie, eine führende Position auf dem Weltmarkt einzunehmen.

Infrastrukturen koordiniert ausbauen

Infrastrukturen müssen für den Transport, die Verteilung und die Speicherung von Wasserstoff und synthetischen Energieträgern angepasst und ausgebaut werden. Zudem werden Speicher mit verschiedenen Volumina benötigt, um eine zeitliche Unabhängigkeit von Erzeugung und Verbrauch insbesondere im Bereich der Stromversorgung zu ermöglichen. Auch ist ein schneller und auf europäischer Ebene langfristig koordinierter Ausbau der Stromnetze erforderlich, um diese an den Anforderungen des zukünftigen Energiesystems auszurichten und die Ausbauziele bei den erneuerbaren Energien erreichen zu können. Im Verkehr ist der europaweite Ausbau von Tankinfrastrukturen für erneuerbare Kraftstoffe und Ladeinfrastruktur entlang des transeuropäischen Verkehrsnetzes zu entwickeln.

Energieeffizienz systemisch denken

Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz sind eine wichtige Säule zur Defossilisierung im Gebäude- und Verkehrssektor und können bei den betroffenen Endverbrauchern langfristig steigende Kostenbelastungen vermeiden. Im Gebäudesektor sind nationale und europäische Rahmenbedingungen hinsichtlich ihrer Preissignale im Wärmesektor weiterzuentwickeln, die zu einem europaweit klimaneutralen Gebäudebestand in 2050 führen. Im Straßenverkehr bedarf es über aktuelle Regelungen von Flottengrenzwerten hinaus einer Roadmap für einen klimaneutralen Verkehr, damit Unternehmen Planungssicherheit bei der Antriebswende erhalten. Darüber hinaus ergeben sich Energieeffizienzpotenziale durch Verlagerung und Vermeidung von Verkehr.

Privates Kapital stärker für Green Finance aktivieren

Der europäische Green Deal sieht ambitioniertere Energie- und Klimaziele vor, wodurch sich der jährliche Investitionsbedarf für Klimaschutzaktivitäten erhöhen wird. Die Investitions- und Finanzmittel der öffentlichen Hand können und sollen lediglich eine Grundlage schaffen. Um die Ziele erreichen zu können, ist deshalb das hierfür erforderliche Kapital privatwirtschaftlicher Investoren stärker zu aktivieren, etwa durch die Ausweitung der Berichtspflichten von Unternehmen und Finanzmarktakteuren im Sinne der EU-Taxonomie. Eine rasche und konsequente Umsetzung des europäischen Green Deal kann darüber hinaus ein starkes Signal an den Finanzmarkt senden und erforderliche, konsistente und langfristige Rahmenbedingungen schaffen.

Governance der Energieunion kohärent ausgestalten

Entscheidend für den Erfolg einer umfassenden Transformation ist ein gutes Zusammenspiel der verschiedenen Governance-Strukturen auf den Ebenen von EU, Mitgliedstaaten, Regionen und Kommunen. Es empfehlen sich EU-weite, marktliche Mechanismen, um eine einfache Koordinierung über die Dimensionen der Energieunion, Regionen, Sektoren und Technologien zu erreichen. Zudem müssen Konflikte zwischen einzelnen Instrumenten aufgelöst und Pendants von europäischen und nationalen Vorschriften aufeinander abgestimmt werden.

Inhalt

Klimaschutz vorantreiben, Wohlstand stärken – Kommentierung zentraler Handlungsfelder der deutschen Energiewende im europäischen Kontext ... 265

Inhalt ... 273

1 Europäische Wertschöpfung stärken und internationale Einbettung sichern ... 275

2 CO_2-basierte Energiepreisreformen rasch angehen und richtig gestalten ... 279

3 Zertifizierung auf den Green Deal ausrichten ... 285

4 Effizient aus der Kohle aussteigen und marktliche Signale stärken ... 287

5 Erneuerbare Energien beschleunigt ausbauen ... 291

6 Globale Schlüsseltechnologien für Wasserstoff und synthetische Energieträger entwickeln ... 191

7 Industrielle Transformation durch klimaneutrale Produktion beschleunigen ... 299

8 Infrastrukturen koordiniert ausbauen ... 303

9 Energieeffizienz systemisch denken ... 307

10 Privates Kapital stärker für Green Finance aktivieren ... 313

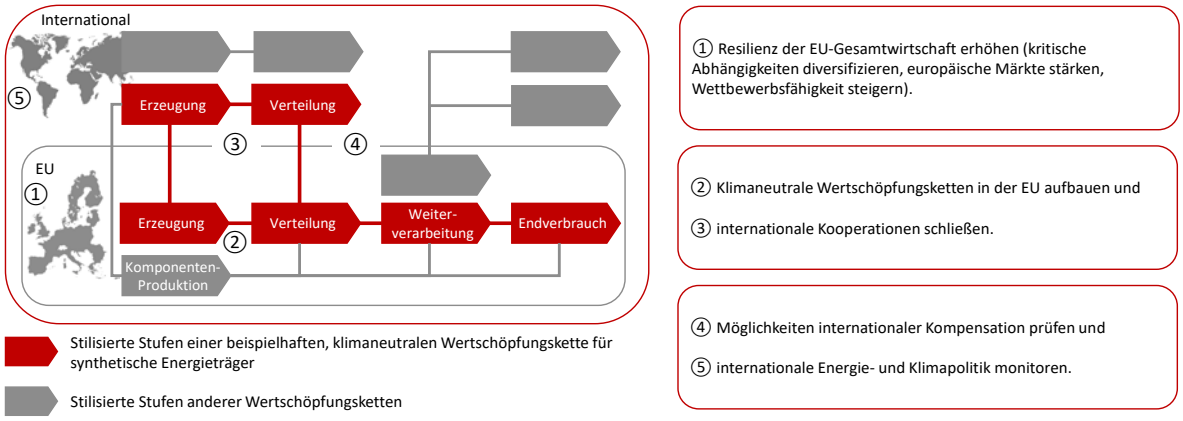
11 Governance der Energieunion kohärent ausgestalten ... 317

Literaturverzeichnis ... 321

1 Europäische Wertschöpfung stärken und internationale Einbettung sichern

Die Transformation hin zu einem nachhaltigen Wirtschaftssystem ist eine Priorität der europäischen Wirtschafts- und Umweltpolitik. Der Green Deal verspricht eine neue Wachstumsstrategie für die EU durch eine entsprechende Umgestaltung hin zu sauberen Wertschöpfungsketten (EU-KOM, 2019). Diese neue Strategie ist nur glaubhaft, wenn es gelingt, strategisch bedeutsame klimaneutrale Wertschöpfungsketten aufzubauen, kritische Abhängigkeiten durch Diversifizierung zu vermeiden, europäische Märkte zu stärken, internationale Kooperationen zu schließen und die Wettbewerbsfähigkeit europäischer Unternehmen zu sichern. Der durch die Corona-Krise induzierte Schock auf die globalen Wertschöpfungsketten verstärkt die Dringlichkeit, bietet zugleich aber auch die Chance, kurzfristig gewünschte Anreize zu setzen, damit Unternehmen sich jetzt optimal anpassen können. Die Expertenkommission empfiehlt folgende Schritte, die nicht nur der Energiewirtschaft, sondern der Zukunftsfähigkeit von Wirtschaft und Gesellschaft insgesamt dienen (vgl. Abbildung 45).

Abbildung 45: Schritte zur Stärkung klimaneutraler europäischer Wertschöpfung am Beispiel synthetischer Energieträger



Quelle: Eigene Darstellung

(1) Die Resilienz der EU-Gesamtwirtschaft einschließlich der Energiewirtschaft für verschiedene Krisenszenarien erhöhen. Dazu sind durch Diversifizierung kritische Abhängigkeiten zu vermeiden, europäische Märkte zu stärken und die Wettbewerbsfähigkeit europäischer Unternehmen zu sichern.

Die heimische Wertschöpfung ist eingebettet in globalen Wertschöpfungsketten. Große Unternehmen haben ca. 100.000 Zulieferer in mehr als 100 Ländern. Diese internationale Arbeitsteilung ist positiv zu beurteilen. Im Zuge der Corona-Krise vermeldeten jedoch viele Branchen, etwa die Stahl- oder Pharmaindustrie, Lieferengpässe aus China. Die Energiewirtschaft verzeichnete Preisrückgänge (insbesondere beim Rohöl) und eine verminderte Nachfrage. Die Kosten eines (allein) 2 %igen Rückgangs in der Produktion von Zwischenprodukten aus China kostet Europa 16 Mrd. USD (UNCTAD, 2020).

Die Stärkung von europäischen Märkten und strategisch bedeutsamer Wertschöpfungsketten für Europa erhöht die Resilienz des Gesamtsystems. Simulationsrechnungen und die Erfahrungen aus den derzeitigen Shutdowns von Volkswirtschaften können Hinweise auf kritische Abhängigkeiten in globalen Wertschöpfungsketten geben.

Eine wichtige Option zur Erhöhung der Wettbewerbsfähigkeit stellt eine Reformierung des Energiepreissystems dar. Entsprechend neu ausgestaltet profitieren nicht nur stromintensive Unternehmen von einer Reform, sondern der Durchschnitt aller Unternehmen oder auch sozial schwache Haushalte. Besonders negativ betroffene Unternehmen oder Haushalte können und sollen in den Blick genommen werden. Der Green Deal bietet die

Chance zu einer europäischen, effizienten Lösung bei der CO_2-Bepreisung auch in den nicht vom Europäischen Emissionshandelssystem erfassten Sektoren (vgl. Kapitel 2 und Kapitel 11).

(2) Den Aufbau klimaneutraler Wertschöpfungsketten priorisieren, insbesondere für grünen Wasserstoff und synthetische Energieträger. Entsprechende internationale Kooperationen schließen.

Europa sollte sich im Markt für synthetische Kraftstoffe und Wasserstoff als Vorreiter bei Technologie und Innovation positionieren. Diese Energieträger spielen eine Schlüsselrolle in der europäischen Industriestrategie (vgl. Kapitel 7), insbesondere für den Stahlsektor (EU-KOM, 2020a), aber auch für die Energiewende im Flug-, Schiffs-, Schienen- und Straßenschwerlastverkehr. Weitere Wertschöpfungspotenziale liegen in der Speicherung, Distribution und Forschung sowie dem Technologieexport. Aus strategischer Sicht sollten auch die Ressourcenbasen für diese Wertschöpfungsketten frühzeitig besetzt werden. Dies umfasst Abkommen auf staatlicher sowie privatwirtschaftlicher Ebene. Investitionen in Forschungs- und Entwicklungsprojekte zur Erreichung der Klimaneutralität, etwa im Rahmen von Konjunkturpaketen, haben sowohl substantielle ökonomische Multiplikatoreffekte als auch positive Wirkungen für den Klimaschutz (Hepburn et al., 2020). Bei neuen Projekten könnten, wo sinnvoll, Betriebskosten- und Investitionsförderung zum Einsatz gebracht werden (vgl. Kapitel 10).

Die zu entwickelnde klimaneutrale Industrie kann im Zuge des Strukturwandels wegfallende Arbeitsplätze kompensieren. Auch wenn es regional zu negativen Effekten kommen kann, wie Abschätzungen zum deutschen Kohleausstieg zeigen, wirkt die Energiewende abfedernd (Oei et al., 2020; vgl. Kapitel 4und Kapitel 5) und erzielt netto, d. h. über alle Regionen und Industrien betrachtet, positive Beschäftigungseffekte.

Der Import von synthetischen Energieträgern und Wasserstoff aus dem nicht-europäischen Ausland, d. h. von Standorten mit exzellenten Bedingungen für Photovoltaik und Windkraft, kann für heimische Verbraucher (trotz höherer Handels- und Distributionskosten) kostengünstiger ausfallen als die inländische Produktion. Zudem sind heimische Kapazitäten beschränkt. Um den heimischen Bedarf an synthetischen Kraftstoffen und Wasserstoff zu decken, werden somit neben einer inländischen Produktion auch Importe erforderlich sein. Daher sollten verlässliche und diversifizierte Energiepartnerschaften vorbereitet und Handelsabkommen geschlossen werden (vgl. Kapitel 6). Vielversprechende Standorte finden sich z. B. in Australien, Neuseeland, Patagonien, Chile, USA, Nordafrika, im Mittleren Osten und China. Langfristig könnte dadurch auch im globalen Energiehandel ein Wandel weg von fossilen hin zu regenerativen Energieträgern angestoßen werden.

(3) International unterschiedliche Geschwindigkeiten bei der Klimapolitik ausgleichen. Alle Kooperationen zum Erreichen der Klimaneutralität auf Möglichkeiten internationaler Kompensation prüfen. Die internationale Klimapolitik einem Monitoring unterziehen.

Die Europäische Union sollte darauf hinwirken, international substantiell unterschiedliche Ambitionsniveaus in der Klimapolitik auszugleichen. In Wertschöpfungsketten, die sich nicht lediglich auf EU-Mitgliedsstaaten beschränken, ist der Grenzsteuerausgleich eine naheliegende Maßnahme (vgl. Kapitel 2), die auch der Green Deal beschreibt. Vorzuziehen wäre jedoch, wenn die Europäische Union auf internationaler Ebene auf einen weitgehend einheitlichen CO_2-Preis zumindest bei zentralen Partnern hinwirken könnte (sog. Climate Clubs), sodass kein Grenzsteuerausgleich benötigt würde.

Wertschöpfungsketten werden immer stärker auf eine klimaneutrale Produktion ausgerichtet (vgl. Kapitel 7). In diesem Zusammenhang sind die Möglichkeiten internationaler Kompensation zu prüfen. Das Pariser Klimaschutzabkommen ermöglicht den Ländern im Sinne eines Flexibilitätsmechanismus gemeinsame Anstrengungen auf ihre Zielerreichung, d. h. auf ihre jeweiligen national festgelegten Beiträge, anzurechnen (Artikel 1, 6 und 8). Voraussetzung dafür ist, dass Staaten freiwillig kooperieren (Absatz 3) und die Reduktionen bei den Treibhausgasemissionen nur von einem der Kooperationspartner angerechnet werden (Absatz 5). Dies erfordert eine

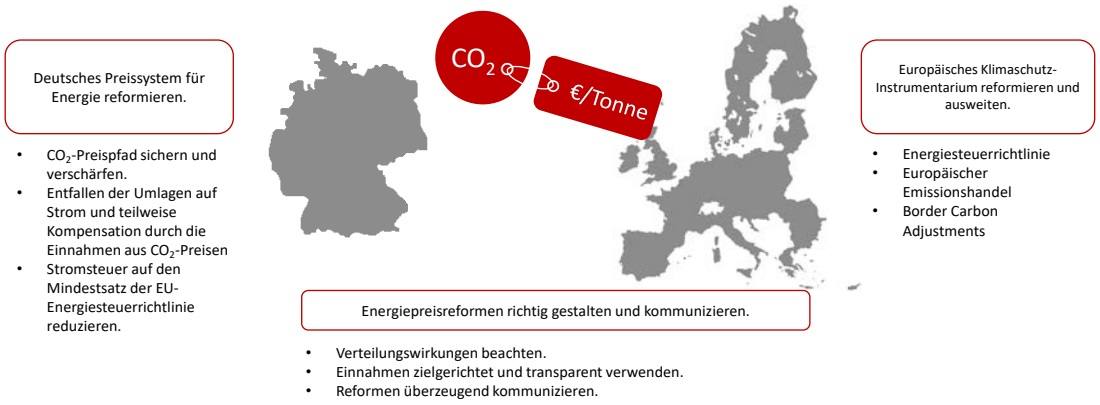
verlässliche Bilanzierung (Absatz 2) und klare Standards (vgl. Kapitel Zertifizierung auf den Green Deal ausrichten).

Im Sinne einer kontinuierlichen Berichterstattung sind die international unterschiedlichen Geschwindigkeiten bei der Klimapolitik und der damit im Zusammenhang stehende Umbau von Wertschöpfungsketten zu monitoren (Löschel und Großkurth et al., 2018).

2 CO_2-basierte Energiepreisreformen rasch angehen und richtig gestalten

Zum Erreichen der mittel- bis langfristigen Energiewendeziele werden in Deutschland seit etwa vier Jahren die Vorteile und verschiedenen Optionen einer CO_2-basierten Energiepreisreform diskutiert. Nun soll der Green Deal auf europäischer Ebene den Weg für das Erreichen der EU-Klimaschutzziele für 2030 und 2050 ebnen und zugleich unmittelbar die industrielle Transformation hin zu klimafreundlichen Technologien und Produkten befördern. Daraus ergibt sich mit neuer Dringlichkeit eine Reformnotwendigkeit, um die „effektive CO_2-Bepreisung in der gesamten Wirtschaft zu gewährleisten". Gleichzeitig kann der Wegfall von Abgaben und Umlagen beim Strompreis im Rahmen eines ohnehin notwendigen Konjunkturpakets Haushalte sowie klein- und mittelständische Unternehmen zunächst in der Breite entlasten, bevor die entfallenden Einnahmen dann mittelfristig durch die Einnahmen aus der CO_2-Bepreisung gegenfinanziert werden. Die Expertenkommission empfiehlt folgende Schwerpunkte (vgl. Abbildung 46):

Abbildung 46: Schwerpunkte für eine CO_2-basierte Energiepreisreform



Quelle: Eigene Darstellung

(1) Eine Energiepreisreform in Deutschland setzt wichtige Impulse für die Konjunktur und für eine zukunftsweisende Transformation der Industrie.

Deutschland versucht seit Langem mit einer Vielzahl von komplexen Fördermechanismen bzw. Instrumenten die Klimaschutzziele zu erreichen. Diese sind häufig nicht an den Ursachen des Klimawandels (den Treibhausgasemissionen) ausgerichtet sowie zu kleinteilig, kurzfristig und nicht miteinander verzahnt ausgestaltet. Die Folge sind heterogene Preissignale für CO_2, was einer kosteneffizienten Klimapolitik entgegensteht. Geht es ausschließlich um die kosteneffiziente Reduktion von Treibhausgasemissionen, so sollte ein möglichst alle Emittenten umfassender Emissionshandel oder eine umfassende CO_2-Abgabe implementiert werden. In Ansätzen wird dies durch existierende europäischen Klimainstrumente wie dem EU ETS oder die Energiesteuerrichtlinie umgesetzt. Die Instrumente auf nationaler und europäischer Ebene sowie deren Zusammenspiel sind zu reformieren, um ein substantielleres, möglichst einheitliches CO_2-Preissignal zu schaffen. Dies würde nicht nur dem Klima nützen, sondern auch die Marktchancen für Technologien zur Sektorenkopplung (vgl. Kapitel 6) und die Chancen eines marktgetriebenen Kohleausstiegs ohne neue staatliche Interventionen verbessern (vgl. Kapitel 4). Auch die Förderkosten erneuerbarer Energien (vgl. Kapitel 5) würden sich reduzieren.

Die Bundesregierung beschloss auf Basis des Klimaschutzprogrammes 2030, des Bundes-Klimaschutzgesetzes, sowie des Brennstoffemissionshandelsgesetzes (BEHG) einen Einstieg in eine CO_2-Bepreisung für Verkehr und Gebäudewärme mit einem Fixpreis, mittelfristig ein nationales Emissionshandelssystem (nEHS) sowie langfristig das Bestreben der Integration in den EU-Emissionshandel mit einem Mindestpreis. Der CO_2-Preispfad sieht vor,

mit einem Festpreis im Wärme- und Verkehrssektor von 25 Euro/t CO_2 im Jahr 2021 zu starten. Bis zum Jahr 2025 steigt der Preis auf 55 Euro/t CO_2. Ab 2026 soll sich der Preis am Markt bilden, solange er sich zwischen einem festgelegten Mindest- und Höchstpreis von 55 bzw. 65 Euro bewegt. Im Jahr 2025 soll festgelegt werden, inwieweit Höchst- und Mindestpreise für die Zeit ab 2027 sinnvoll und erforderlich sind. Dennoch könnten die Ziele für 2030 verfehlt werden (Edenhofer et al., 2019a, 2019b). Neben der fraglichen Zielerreichung sind auch Fragen des sozialen Ausgleichs bisher noch nicht abschließend adressiert. Auch das grundsätzliche Problem des Nebeneinanders einer Vielzahl komplexer Fördermechanismen bzw. Instrumente besteht weiter.

Die Nichterreichung von Klimaschutzzielen könnte für Deutschland mit erheblichen Ausgleichszahlungen verbunden sein. Für Deutschland verlangt die EU-Klimaschutzverordnung (auch Zielverteilungsverordnung oder Effort-Sharing Regulation genannt) bis zum Jahr 2030 eine Reduktion der Emissionen in den Verkehrs-, Gebäude- und Landwirtschaftssektoren sowie in Teilen der Industrie- und Energiesektoren um 38 % gegenüber 2005. Auch aus dieser Perspektive bedarf es in Deutschland einer Reform der klimapolitischen Instrumente. Eine Übersetzung der Ambitionen des Green Deal in Reduktionsziele wird die Situation noch verschärfen.

Um im Rahmen des eingeschlagenen Weges die Emissionsziele doch zu erreichen, empfiehlt die Expertenkommission den schnellstmöglichen Wegfall von Umlagen und Steuern auf Elektrizität, der mittels eines CO_2-bezogenen Zuschlags auf fossile Energieträger mittelfristig weitgehend refinanziert wird. Der Unterschiedsbetrag würde aus dem Haushalt finanziert und wäre ein gutes Substitut für Transfers wie Konsumgutscheine, die an anderer Stelle in politischen Diskussionen Erwähnung finden. Dieser Reformvorschlag stünde den Beschlüssen der Bundesregierung nicht entgegen, und wäre zudem politisch zügig umsetzbar.

Konkret sollten die EEG- und KWKG-Umlagen (ca. 23,9 und 0,9 Mrd. Euro in 2020) wegfallen sowie der Stromsteuersatz des deutschen Stromsteuergesetzes auf den erlaubten Mindestsatz entsprechend der EU-Energiesteuerrichtlinie reduziert werden (das entspricht einer Reduzierung des Steuersatzes von 2,05 ct/kWh auf 0,1 ct/kWh; Umfang der gegenwärtigen Stromsteuer bei 2,05 ct/kWh von ca. 6,7 Mrd. Euro in 2020). Ein Refinanzierungsvolumen von ca. 25 Mrd. Euro könnte bei einem CO_2-Preis von ca. 50 Euro/t CO_2 in allen Sektoren sichergestellt werden. Dies würde auch einen nationalen CO_2-Zuschlag im Rahmen des EU ETS beinhalten, um einen Mindestpreis für CO_2 auch in den Sektoren des EU ETS einzuführen. Die CO_2-Preise nach aktuellen Planungen in den Sektoren Verkehr und Wärme dürften ohne einen Aufschlag im ETS-Sektor für die Refinanzierung nicht ausreichend sein, insbesondere da etliche andere Initiativen aus den Einnahmen finanziert werden sollen. Weitergehende Überlegungen zu einer Energiepreisreform sollten auch das Energiesteuergesetz umfassen. Die Energiesteuer gilt es – analog zu den Abgaben auf Strom – zu reduzieren und durch ein CO_2-basiertes Instrument zu ersetzen. Aktuell werden Energiesteuern, entgegen einer sinnvollen Lenkungswirkung, auch auf grüne Energieträger, z. B. grünen Wasserstoff, erhoben

Im Zuge der Corona-Krise gewinnt der Vorschlag einer Energiepreisreform zusätzlich an Bedeutung. Der Wegfall der Abgaben und Umlagen beim Strompreis entlastet die Haushalte und viele Unternehmen, schafft Chancen für neue Geschäftsmodelle und macht nachhaltige Produkte (wie beispielsweise batterieelektrische Fahrzeuge oder Wärmepumpen) attraktiver. Somit sind von der Reform unmittelbar konjunkturbelebende Effekte zu erwarten, auch (oder gerade) wenn der Wegfall der Abgaben und Umlagen nicht unmittelbar bzw. vollständig durch die Einnahmen aus einer CO_2-Bepreisung gegenfinanziert wird. Von der Energiepreisreform gehen im Mittel keine negativen, sondern im Gegenteil positive Verteilungswirkungen aus, insbesondere da der CO_2-Fußabdruck positiv mit dem Einkommen korreliert ist. In Einzelfällen sind jedoch Maßnahmen zur Abfederung von sozialen Härten erforderlich. Dies steht der Reform jedoch nicht entgegen.

Der Reformbedarf bei den Strompreisen zeigt sich sehr anschaulich auch dadurch, dass die durch die Corona-Krise induzierte niedrige Stromnachfrage, bei gleichzeitig hohen Einspeisungen aus Erneuerbaren, zwangsläufig zu niedrigen Strompreisen und steigenden Erneuerbaren-Förderkosten führt. Im Ergebnis könnte die – in den letzten vier Jahren relativ stabile – EEG-Umlage 2021 um mehr als 20 % ansteigen. Gerade im Zuge einer Rezession bei gleichzeitig anstehender Transformation hin zu klimaneutraler Produktion wäre jedoch ein Anstieg bei den effektiven Strompreisen kontraproduktiv und würde die notwendigen Investitionsanreize konterkarieren. Würden die oben beschriebenen Empfehlungen der Expertenkommission umgesetzt, würden die Strompreise durch den Wegfall der EEG- und KWKG-Umlagen sowie die Reduzierung der Stromsteuer – trotz höherer CO_2-Preise – netto reduziert.

(2) Energiesteuerrichtlinie und das EU ETS auf europäischer Ebene reformieren sowie ggf. Border Carbon Adjustments (BCA) einführen, um einen europaweit einheitlichen Rahmen mit klimafreundlicher Lenkungswirkung, effizienten Preissignalen und ein „Level Playing Field" beim Wettbewerb zu erreichen.

Die Einbettung in einen europäischen Rahmen ist zwar nicht Voraussetzung für eine ambitionierte deutsche Klimapolitik, sie ist aber ein entscheidender Erfolgsfaktor. Denn so wird europäischer Klimaschutz nicht nur effizienter ausgestaltet, sondern es werden auch gleiche Wettbewerbsbedingungen geschaffen. Höhere Ambitionen im Klimaschutz auf europäischer Ebene erfordern neben einem Nachschärfen der CO_2-Bepreisung im EU ETS eine Reform der EU-Energiesteuerrichtlinie (2003/96/EG). In ihrer derzeitigen Ausgestaltung gibt die Richtlinie zu heterogene bzw. ineffiziente Preissignale und besitzt kaum Lenkungswirkung, etwa hin zu klimafreundlicheren Verkehrsmitteln. Eine vorwiegend einheitliche CO_2-basierte Abgabengestaltung für Strom und Kraftstoffe führt zu expliziten CO_2-Preissignalen in der Nutzung von Verkehrsmitteln. Dies unterstützt die bereits impliziten CO_2-bedingten Preissignale im Verkehr, die sich etwa durch die EU-Flottengrenzwerte für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge ergeben. Die neue Richtlinie sollte national unterschiedliche Steuersätze bzw. die zahlreichen Ausnahmen eliminieren und an der CO_2-Bilanz der Energieträger ansetzen. Da die Richtlinie sowohl Emittenten innerhalb als auch außerhalb des Europäischen Emissionshandelssystems adressiert, ist die Reform kohärent auszugestalten mit der zu empfehlenden Erweiterung des EU ETS auf die Sektoren Wärme und Verkehr.

Substantiell höhere CO_2-Preise können die Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industrie belasten. Ein sinnvolles Instrument, um diese wettbewerblichen Verzerrungen für besonders betroffene Sektoren zu nivellieren, ist ein Grenzsteuerausgleich (Border Carbon Adjustment). Darunter ist ein Ausgleich einer örtlichen Belastung (die in der EU erhöhte CO_2-Bepreisung) zu verstehen, die durch eine wegen der Grenzüberschreitung erhobene Abgabe (dem Grenzsteuerausgleich auf vom außereuropäischen Ausland importierte Produkte) ausgeglichen wird. Der Ausgleich führt dazu, dass im Ausland hergestellte Produkte an der europäischen Grenze entsprechend dem CO_2-Gehalt verteuert werden. Die klimapolitisch induzierte wettbewerbliche Verzerrung wird somit nivelliert. Gleichzeitig werden auf diese Weise verstärkte Anstrengungen bei der CO_2-Bepreisung bzw. ein Absenken der CO_2-Emissionen in der Produktion für die Handelspartner außerhalb der Europäischen Union relativ attraktiver, da dies die Zusatzbelastung an der europäischen Grenze reduziert. Darüber hinaus können BCAs auch die Gefahr von Carbon Leakage reduzieren, d. h. die Verlagerung von Produktion und folglich auch von CO_2-Emissionen an Standorte mit einer weniger ambitionierten Klimapolitik (Schenker et al., 2018). Um handelspolitische Verwerfungen zu vermeiden, sind BCAs nur sehr zielgerichtet und mit Bedacht einzusetzen, d. h. wenn überhaupt nur sukzessive in wenigen Sektoren. Zudem ist die Konformität mit WTO- und EU-Recht zu beachten (Mehling et al., 2019). Unabhängig von der Ausgestaltung, bedarf es klarer Vorgaben und Standards zur Emissionsmessung

(vgl. Kapitel 3). Zudem ist vor einer Einführung zu prüfen, inwieweit Handelspartner CO_2 bereits explizit oder auch implizit bepreisen.[1]

(3) Verteilungswirkungen ernst nehmen und Reformen richtig kommunizieren.

Bei der Implementierung einer Energiepreisreform sind die Verteilungswirkungen zu analysieren. Insbesondere im Bereich niedriger Einkommen ist darauf zu achten, dass die Reformen nicht mit einem Rückgang des verfügbaren Einkommens einhergehen. Hierbei sind Zeitschienen, innerhalb derer zunächst keine Anpassungen stattfinden können, und auch der Handlungsspielraum der Akteure zu berücksichtigen. Haushalte mit niedrigem Einkommen, die aufgrund ihrer Charakteristika (z. B. Energieträgermix, Energieintensität, Haushaltsgröße oder Fahrleistung) zu den Reformverlierern gehören und wenig unmittelbaren Anpassungsspielraum haben, können und sollten kompensiert werden (Edenhofer et al., 2019b).

Von großer Bedeutung ist eine gute Kommunikation des Reformgedankens. Durch die Reduktion der Abgaben und Umlagen beim Strompreis und der Refinanzierung über die Einnahmen aus der CO_2-Abgabe wird nicht nur ein Großteil der Haushalte und Unternehmen entlastet, es werden auch Anreize gesetzt, auf klimafreundliche Technologien und Produkte umzusteigen, was wiederum die Nachfrage beflügelt und die Transformation beschleunigt. Dies stellt einen entscheidenden Vorteil gegenüber anderen Vorschlägen zur Verwendung der Einnahmen aus der CO_2-Bepreisung dar, die eine solche doppelte Hebelwirkung nicht aufweisen (z. B. Pro-Kopf-Pauschale an Haushalte, vgl. Hepburn et al., 2018, oder Unterstützung betroffener Regionen, vgl. Oei et al., 2019, 2020). Als nachteilig kann es sich erweisen, dass die Kommunikation des Nutzens für die Bevölkerung aufgrund der geringen Transparenz der Effekte eine größere Herausforderung darstellt. Dabei sind die Effekte erheblich. Ein Mehr-Personen-Haushalt mit einem Stromverbrauch von ca. 3.500 kWh pro Jahr würde ceteris paribus bei Wegfall der EEG- und KWKG-Umlagen sowie Reduktion des Stromsteuersatzes auf den erlaubten Mindestsatz im Jahr 2020 ca. 310 Euro (ohne Mehrwertsteuereffekt) bei seiner Stromrechnung sparen. Bei einem gegengerechneten höheren CO_2-Preis von 50 Euro/t CO_2 verbleiben dem Haushalt als (angenommen) Wenigfahrer mit sparsamer Gasheizung immer noch etwa 30 Euro netto. Zusätzlich ist zu bedenken, dass die durch die Corona-Krise gesunkenen Strom-, Öl- und Gaspreise zusätzlich die Energiekosten weiter absenken werden.

Die Expertenkommission hat bereits in der Vergangenheit Vorschläge zu einer überzeugenden Kommunikation von Reformen gemacht. Dabei sollte u. a. auf erprobte Beispiele verwiesen und auf Nachvollziehbarkeit geachtet werden. Eine effektive Kommunikationsstrategie orientiert sich an akzeptierten Werten, kann auf erprobte Beispiele verweisen, ist konsistent, schlicht und kontextabhängig in der Ansprache, schafft Vertrauen und involviert Stakeholder. Entsprechende Spezialisten sind frühzeitig einzubinden. Bei komplexeren Mechanismen und Details sollte der Fokus darauf gelegt werden, „was das System bewirkt“ statt „wie das System funktioniert“. Vertrauen wird dadurch geschaffen, dass der Gesamtprozess der Energiepreisreform kontinuierlich evaluiert und bei Bedarf weiterentwickelt wird. Potenzielle Gewinner und Verlierer der Reform sollten benannt und ihre Anliegen wo geboten adressiert werden. Zu erwägen ist es auch, vertrauensvolle Personen ggf. extern in die Kommunikationsstrategie einbinden. Die Akzeptanz von Reformen kann außerdem durch die Einrichtung von Bürgerforen über die dort stattfindende Wissensvermittlung und Partizipation gestärkt werden (auf Ebene der EU geschah

[1] Als ökonomisch vergleichbarer Ansatz kommt eine Carbon Added Tax (CAT) in Frage. Diese könnte analog zum Mehrwertsteuer-Prinzip ausgestaltet werden, d. h. an jeder Produktionsstufe würde der hinzugefügte CO_2-Gehalt von Produkten besteuert. Alternativ wird die Steuer lediglich beim finalen Konsumenten erhoben. In jedem Fall zahlen die finalen Konsumenten die Steuern auf den gesamten Produktionsprozess. Dieses Instrument erscheint wegen dem erhöhten administrativen Aufwand bzw. der expliziten Belastung beim Bürger schwerer implementierbar als BCAs.

dies z. B. in Form einer europäischen Bürgerversammlung „Citizens Assembly“, vgl. Ciaglia et al., 2018). Individuelle Kommunikationsangebote z. B. in Form von Hinweisen, speziell für negativ Betroffene (vgl. Stromsparchecks der Caritas), können die Wahrnehmung von Herausforderungen beschleunigen.

3 Zertifizierung auf den Green Deal ausrichten

Um wirksamen internationalen Klimaschutz zu ermöglichen, werden klare Zertifizierungsstandards benötigt, deren maßgeblicher Bewertungsmaßstab der CO2-Ausstoß ist. Damit der CO2-Ausstoß als maßgeblicher Bewertungsmaßstab dienen kann, müssen Emissionen sektorenübergreifend glaubwürdig und zuverlässig erfasst werden (Mehling et al., 2019). Dies ermöglicht erst die Umsetzung der Sektorkopplung mit dem Ziel der Defossilisierung von Verkehr, Gebäuden und Industrie. Gleichzeitig liefert dies die Entscheidungsgrundlage für Investitionen von Unternehmen sowie Finanzmarktakteuren und schafft die Voraussetzung für den Aufbau klimaneutraler internationaler Wertschöpfungsketten (vgl. Kapitel 1). Die Erfassung der CO2-Emissionen, die durch Energieströme, Produkte und Dienstleistungen verursacht werden, ist gerade für die Einführung und Handel von klimafreundlichen Technologien und Produkten erforderlich. Auch für eine verstärkte Nutzung emissionsneutraler Kraft-, Brenn- und Industrierohstoffe ist die einheitliche Zertifizierung eine wichtige Voraussetzung. Verbindliche Nachhaltigkeitsanforderungen sowohl für flüssige Biomassen als auch für Biokraftstoffe gibt es auf europäischer Ebene seit 2009 in der EU-Renewable Energies Directive (2018/2001/EU – Eneuerbare Energien-Richtlinie), die auch die Anrechenbarkeit für die THG-Einsparziele regelt. Ab 2021 gelten die Regelungen von RED II, die verschärfte Referenz- und Grenzwerte vorsieht. Darüber hinaus sieht RED II nunmehr auch explizite Unterziele für den bodengebundenen Verkehr vor.

Vor allem für internationale Kompensationsmechanismen eröffnen sich durch ein transparentes und international einheitliches System zur Erfassung des CO_2-Gehalts von Produkten und Dienstleistungen neue Chancen (vgl. Kapitel 1 sowie Mehling et al., 2018).

(1) Die einheitliche Ermittlung und Zertifizierung des CO_2-Fußabdrucks von nachhaltigen Finanzprodukten sowie (Import-)Gütern ist essenzielle Voraussetzung für viele industriepolitische Maßnahmen.

In der Industrie gibt es schon heute Bestrebungen, die Nachhaltigkeit von Produktionsprozessen zu belegen, insbesondere da dies einen signifikanten Einfluss auf die Bewertung von Unternehmen haben wird (vgl. Kapitel 7). Es ist zu erwarten, dass ein System glaubwürdiger und zuverlässiger Zertifizierung daher auch ohne weitere darauf aufbauende rechtliche Anforderungen bereits Wirkung entfalten kann. Darüber hinaus kann es Grundlage von ordnungspolitischen Maßnahmen sein, die auf die Reduktion von CO2-Emissionen abzielen. Eine einheitliche Zertifizierung nachhaltiger Finanzprodukte und die Ermittlung des CO2-Fußabdrucks von (Import-)Produkten nach einem klaren europäischen Standard sind ebenso essenzielle Voraussetzungen für Maßnahmen wie Grenzsteuerausgleiche auf Importe und Green Finance Produkte (vgl. Kapitel 1 bzw. 10).

(2) Die Zertifizierung sollte sich an den durch die Produktion, Nutzung und Entsorgung von Gütern verursachten Emissionen orientieren und strategischem Verhalten vorbeugen.

Die Zertifizierung sollte sich dabei an den durch die Produktion, Nutzung, und Entsorgung von Gütern verursachten Treibhausgasemissionen orientieren. Wo die Produktionsprozesse nicht unmittelbar nachverfolgt werden können, sollten geeignete Heuristiken verwendet werden, wie z. B. der CO_2-Gehalt eines durchschnittlichen, europäischen Referenzprodukts im betreffenden Sektor oder dem entsprechenden Stand der Technik (Cosbey et al., 2019; Mehling et al., 2019). Unternehmen und Importeure sollten dann die Möglichkeit haben, nachzuweisen, dass ihre produktspezifische CO_2-Bilanz besser als dieser Referenzwert ist. Dies erhöht den Anreiz für CO_2-Minderung und reduziert die Wahrscheinlichkeit einer potenziell benachteiligenden Einordnung, während gleichzeitig der administrative Aufwand eines Nachweises beim jeweiligen Unternehmen liegt. Dabei ist darauf zu achten, dass bestehende Regeln nicht durch strategisches Verhalten ausgenutzt werden können.

Die Ermittlung und Anrechnung von Emissionen im Wertschöpfungsprozess ist jedoch alles andere als einfach. So erfordern beispielsweise aussagekräftige Lebenszyklusanalysen klare Regeln und Abgrenzungen. Bei CCS oder CCU ist die Langlebigkeit der CO_2-Bindung oder die mögliche Freisetzung zu einem späteren Zeitpunkt mit einzubeziehen (acatech, 2018; Freudendahl, 2016). Hier sind möglichst internationale Bewertungsstandards zu entwickeln.

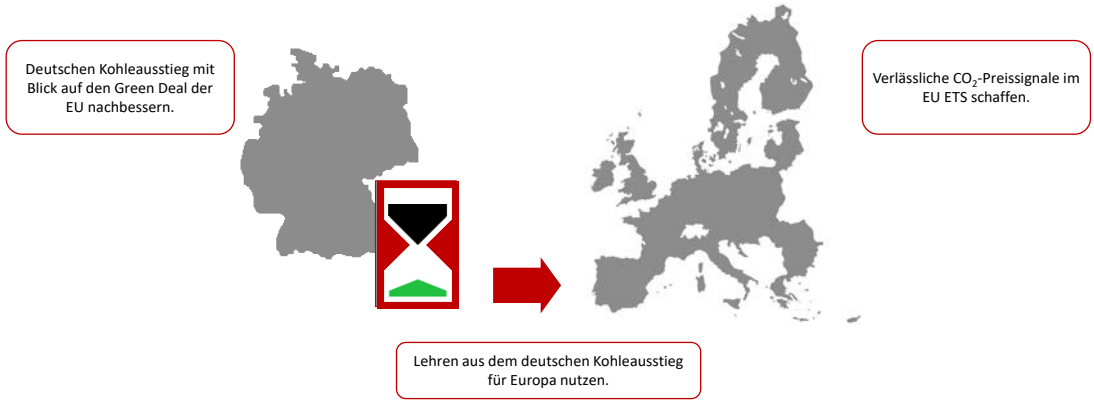
(3) Eine intuitive, für Endkonsumenten leicht verständliche Kennzeichnung des CO_2-Fußabdrucks ist anzustreben.

Über die verursachten CO_2-Emissionen hinaus sind auch weitere Eigenschaften für das Konsumverhalten relevant. Dazu zählt im Bereich Wasserstoff/synthetische Kraftstoffe auch die Differenzierung, wodurch CO_2-Ausstoß vermieden wurde (CCU, CCS, Nutzung von Atomstrom). Sofern Endkonsumenten die Zielgruppe sind, ist eine intuitive, leicht verständliche Kennzeichnung der Klimabilanz anzustreben. Ein mehrstufiges, farbliches Label ähnlich der Energiekennzeichnung bei Haushaltsgeräten nach einem Ampel-Schema ist eine Option. Damit könnte die Klimabilanz von Produkten auch im Handel und zu Werbezwecken eingesetzt werden.

4 Effizient aus der Kohle aussteigen und marktliche Signale stärken

Der europäische Grüne Deal fordert die Entwicklung eines europäischen Energiesektors, der sich weitgehend auf erneuerbare Energiequellen stützt bei einem gleichzeitigen „raschen Ausstieg aus der Kohle“ (S. 7; EU-KOM, 2019). In Deutschland beschloss das Kabinett bereits im Januar 2020 ein Kohleausstiegsgesetz mit einem Ausstiegspfad für Stein- und Braunkohlekraftwerke bis 2038 (Die Bundesregierung, 2020), welches jedoch noch nicht verabschiedet ist. Der deutsche Ausstieg aus der Kohleverstromung hat auch Implikationen für die europäische Gemeinschaft, insbesondere im Rahmen des Europäischen Emissionshandelssystems (EU ETS) und als ein mögliches Modell für sozialverträgliche Energiewende-Transformationen. Die gegenwärtige Corona-Krise verstärkt gerade die Bedeutsamkeit des letztgenannten Aspekts. Die Expertenkommission gibt drei Empfehlungen (vgl. Abbildung 47):

Abbildung 47: Schwerpunkte für einen effektiven Kohleausstieg und zur Stärkung von Marktsignalen



Quelle: Eigene Darstellung

(1) Den in Deutschland beschlossenen Kohleausstieg auf Basis der Beschlüsse zum europäischen Green Deal nachbessern.

Der beschlossene ordnungsrechtliche Ausstieg aus der Kohleverstromung in Deutschland ist aus Klima- und Effizienzsicht kritisch zu beurteilen. Der Kohleausstieg müsste deutlich rascher erfolgen, um konform mit internationalen Klimaschutzzielen aus dem Pariser Klimaschutzabkommen bzw. dem Green Deal zu sein; eigentlich bereits bis zum Jahr 2030. Zudem müsste er weitgehend durch marktliche CO_2-Preissignale erfolgen (vgl. Kapitel 2). Auf Kompensationszahlungen an Unternehmen sollte möglichst verzichtet werden. Der gegenwärtige Gesetzentwurf sieht allerdings einen weitgehend ordnungsrechtlichen Ausstieg aus der Verstromung von Kohle in Deutschland bis spätestens Ende 2038 vor (mit einer schrittweisen Absenkung auf jeweils 15 Gigawatt Stein- und Braunkohle in 2022 und auf 8 bzw. 9 Gigawatt in 2030). Dabei wäre es jedoch zu erwarten gewesen, dass ohne den gesetzlich geregelten Ausstiegspfad viele deutsche Kohlekraftwerke insbesondere aufgrund der Preisentwicklung im Europäischen Emissionshandelssystems und dem relativ starken Gaspreisverfall früher aus dem Markt ausscheiden würden. Aufgrund der im Gesetz angelegten hohen Kompensationszahlungen besteht sogar die Gefahr, dass Kraftwerke länger betrieben werden, als es ohne einen ordnungsrechtlichen Kohleausstieg der Fall wäre, mit entsprechend höheren Emissionen. Die Expertenkommission empfiehlt den gegenwärtigen Gesetzesentwurf hinsichtlich der Modalitäten des Ausstiegs nachzubessern.

Gerade wenn es im Rahmen des Green Deal zu höheren CO_2-Preisen kommt, kann der Fall eintreten, bei dem der ordnungsrechtliche Ausstiegspfad gegenüber einem marktgetriebenen Austritt zu langsam verläuft. Der deutsche Ausstieg ist daher auf Basis der Beschlüsse zum Green Deal dringend neu zu bewerten und gegebenenfalls nachzubessern.

(2) Auf europäischer Ebene verlässliche CO_2-Preissignale für Unternehmen schaffen.

Der Kohleausstieg in Deutschland hat Implikationen für den Europäischen Emissionshandel. Durch den komplizierten mengenbasierten Löschungsmechanismus im Rahmen der Marktstabilitätsreserve (MSR) des EU ETS ergeben sich Unsicherheiten. Diese sind sowohl klimabezogen als auch preisbezogen. Zwar sorgt die MSR kurzfristig für eine Verknappung von Zertifikaten (und damit für eine Reduktion von Emissionen), zu einem späteren Zeitpunkt werden die Zertifikate in der MSR aber möglicherweise wieder frei (Perino, 2018). Die MSR kann in der aktuellen mengenbasierten Form auch keine klaren Preissignale für Investoren bieten. Daher sollte die MSR von einer Mengensteuerung auf eine Preissteuerung umgestellt werden. Gegebenenfalls sind auch hybride Systeme, die eine Preis- und Mengensteuerung kombinieren, oder Flexcap-Mechanismen[2] als Ausgestaltungsformen in Betracht zu ziehen.

Sofern der administrative Kohleausstieg umgesetzt wird, ist es wichtig, Sicherheit für Unternehmen zu schaffen. Es ist zeitnah die Frage zu beantworten, wie mit den durch den deutschen Kohleausstieg freiwerdenden EU ETS-Zertifikaten umgegangen werden soll. Um größtmögliche Sicherheit zu gewährleisten, sollten die Zertifikate idealerweise vollständig aus dem Markt genommen werden. Andernfalls könnten, unter den Regeln der gegenwärtigen MSR, die freiwerdenden EU ETS-Zertifikate dazu führen, dass europaweit Unternehmen weniger Zertifikate für die Zukunft ansparen und ihre kurzfristigen Emissionen erhöhen. Dadurch nimmt die MSR weniger Zertifikate aus dem System (weniger Zertifikate werden gelöscht) und der langfristige Emissions-Cap sinkt nur gering oder kann unter Umständen sogar ansteigen.

(3) Den Wandel hin zu einer kohlenstoffarmen Wirtschaft in Europa sozialverträglich ausgestalten und Lehren aus den verschiedenen Anstrengungen der Mitgliedsstaaten, wie etwa aus dem Kohleausstieg in Deutschland, ziehen.

Im Sinne einer „Just Transition" sollte die angestrebte klimaneutrale Industrie-Transformation in Europa auf ihre sozialen Wirkungen untersucht und gewünschte Ziele angereizt werden. Dafür ist auch ein richtiges Verständnis bezüglich transnational organisierter Produktion und Verbrauch entlang von Wertschöpfungsketten wichtig (vgl. Kapitel 1). Im Kern geht es um den Schutz besonders vulnerabler Bevölkerungsgruppen. Dazu zählen grundsätzlich Personen, deren Einkommen von fossilen Energieträgern abhängen, die von Energiearmut betroffen sind oder die keinen Zugang zu gesicherter Energieversorgung haben (Newell und Mulvaney, 2013).

Die von der Bundesregierung eingesetzte Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung" (2019) und die Expertenkommission gaben zahlreiche Empfehlungen ab, um sozial unerwünschte Effekte der Energiewende in Deutschland abzufedern. Um Wertschöpfung, Beschäftigung und Zukunftsperspektiven in vom Ausstieg besonders betroffenen Regionen zu sichern, können regional zusätzliche Instrumente – etwa zielgerichtete Strukturhilfen im Bereich Erneuerbare, synthetische Kraftstoffe und Wasserstoff, Batterien und klimaneutrale Technologien – eingesetzt werden (Heinisch et al., 2019; vgl. Kapitel 1, Kapitel 5, Kapitel 6 und Kapitel 7). In Deutschland werden wichtige strukturpolitische Impulse für Kohleregionen durch das Strukturstärkungsgesetz umgesetzt. Ferner sind aus Sicht der Versorgungssicherheit am Strommarkt die oben

[2] Hierbei wird die Menge der zu auktionierenden Zertifikate in Abhängigkeit vom Preis bestimmt. Bei hohem Preis werden mehr Zertifikate versteigert, d. h. das Cap expandiert. Bei niedrigem Preis werden weniger Zertifikate versteigert, d. h. das Cap reduziert sich. Im Vergleich zu einem Emissionshandelssystem mit fixen Cap werden durch die beschriebenen Anpassungen die Zertifikatspreise stabilisiert.

angesprochenen verlässlichen Investitionssignale erforderlich (z. B. EU ETS-Preissignale und Genehmigungsverfahren für neue Gaskraftwerke). Außerdem sind auch auf europäischer Ebene die Möglichkeiten einer Energiepreisreform zu unterstützen (vgl. Kapitel 2). Die Dringlichkeit dieser Empfehlungen wird durch die Corona-Krise noch verstärkt, wenn in ihrer Folge die Arbeitslosigkeit und damit Armutsgefährdung in EU-Haushalten ansteigen sollte. Da die Ausgangsbedingungen in den EU-Mitgliedsstaaten unterschiedlich sind, ist die Übertragbarkeit entsprechend zu prüfen und Empfehlungen anzupassen. Auch sollte Deutschland die Erfahrungen in anderen Regionen Europas nutzen.

5 Erneuerbare Energien beschleunigt ausbauen

Die Umsetzung der langfristigen Klimaziele und des Green Deal erfordern eine deutliche Erhöhung der Ausbauziele für erneuerbare Energien. Der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung in Deutschland weist aktuell nicht einmal die erforderliche Dynamik für das Erreichen des 65 %-Ziels bis 2030 auf. Die mit dem Green Deal erforderliche Zielerhöhung wird für Deutschland deshalb umso herausfordernder. Als einer der Hauptgründe ist der Einbruch beim Ausbau der Windenergie an Land zu nennen. Dieser wiederum ist auf mehrere Ursachen zurückzuführen. Eine davon ist sicherlich die geringe Zahl an genehmigten Standorten für die Windenergie. Die Problemkonstellation ist hinlänglich bekannt, analysiert und diskutiert, so dass die von vielen Seiten eigebrachten, sehr fundierten Vorschläge längst hätten systematisch geprüft und zu einem Maßnahmenbündel zur Beschleunigung des Ausbaus geschnürt werden können. Stattdessen war die politische Diskussion lange in einem Dilemma gefangen: gegen die seitens der Politik vorgeschlagene Einführung bundesweit einheitlicher Abstandsregelungen für die Windenergie mit dem Ziel der Akzeptanzsteigerung gab es intensiven Widerstand, auch weil es keinen wissenschaftlich nachgewiesenen Zusammenhang zwischen Abstandsregelungen und der Akzeptanz von Windenergieanlagen gibt. So führt die Einführung von verbindlichen Mindestabständen laut einer Studie des DIW nicht automatisch zu einer höheren Akzeptanz (DIW, 2019). Da die Einführung der Abstandregelungen politisch an die Umsetzung der längst beschlossenen Abschaffung des 52 GW-Deckels für die Photovoltaik geknüpft war, bestand hier eine Patt-Situation. Diese konnte nunmehr durch eine Verlagerung der Verantwortung für die Umsetzung von Abstandsregelungen auf Ebene der Bundesländer gelöst werden. Die Expertenkommission begrüßt diese Entwicklung ausdrücklich und unterstreicht darüber hinaus die Notwendigkeit einer raschen umfassenden EEG-Novelle. Deutschland muss schleunigst nachbessern um im europäischen Kontext nicht ins Hintertreffen zu geraten. Die weiteren Ausführungen konzentrieren sich auf die Möglichkeiten der Unterstützung des forcierten Ausbaus der erneuerbaren Stromerzeugung auf europäischer Ebene, da die Expertenkommission hier den größten Handlungsbedarf sieht.

(1) Der Green Deal erfordert europaweit den Ausbau der erneuerbaren Energien in einer neuen Dimension, was eine erhebliche Steigerung der Ausbaudynamik bedingt.

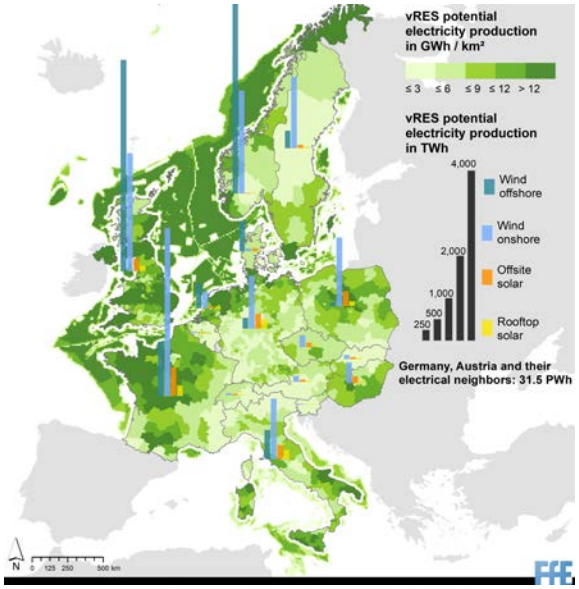
Die Umsetzung des europäischen Green Deal erfordert den Ausbau der erneuerbaren Energien in weit höherer Dynamik als bislang von den Mitgliedsstaaten in ihren Nationalen Energie- und Klimaplänen (NECP) vorgesehen. Dies betrifft insbesondere die erneuerbare Stromerzeugung, denn der Green Deal zielt nicht nur auf einen raschen Ausstieg aus der Kohleverstromung und eine Defossilisierung der Gasverstromung ab, sondern wird auch eine deutliche Steigerung der Stromnachfrage bedingen. Allein durch das Erfordernis der klimaneutralen Produktion wird die direkte Nachfrage nach erneuerbarem Strombezug stark steigen. Dies gilt auch für die Substitution fossiler Brennstoffe durch Stromanwendungen wie elektrische Prozesswärmebereitstellung oder Wärmepumpen und ebenso für die im Green Deal formulierten Strategien für die Klimaneutralität der Grundstoffindustrie und den avisierten Einsatz von grünem Wasserstoff als Ausgangsprodukt für die Chemieindustrie, Raffinerien und eine neue Art der Stahlproduktion. So weist eine Studie des VCI für die Chemieindustrie in Deutschland einen Transformationspfad zur Klimaneutralität bis 2050 aus, der eine Steigerung des Strombedarfs von 54 TWh im Jahr 2020 auf 685 TWh im Jahr 2050 impliziert (VCI, 2019). Neben der Industrie wird auch in den Sektoren Verkehr und Gebäude die Nachfrage nach erneuerbarem Strom steigen, denn ein Großteil der Klimaschutzanstrengungen im Verkehr kann überhaupt nur über den Ausbau der erneuerbaren Energien realisiert werden. Nicht zuletzt aus Gründen der Energieeffizienz wird der Einsatz von Elektrofahrzeugen ebenso wie von elektrischen Wärmepumpen durch die Maßnahmen des Green Deal weiter forciert.

Ohne einen deutlich ambitionierteren Ausbau der erneuerbaren Energien, der Hand in Hand mit verschärften Energieeffizienzanforderungen gehen muss, wird eine Anhebung der Treibhausgasminderungsziele auf -50 bis -55 % im Jahr 2030 nicht möglich sein. Szenarienanalysen, die im Auftrag der DG Energy im Jahr 2018 durchgeführt wurden, zeigen, dass mit einem Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch in Höhe von 45 % in Kombination mit einem Energieeffizienzziel von 40 % eine Treibhausgasminderung von 53 % ggü. 1990 im Jahr 2030 erreicht werden könnte.[3] Dies beinhaltet einen erneuerbaren Anteil an der Strombereitstellung in Höhe von 79 %, was dessen große Bedeutung unterstreicht (DG Energie, 2018).

(2) Da ausreichend Erzeugungspotenziale für ein klimaneutrales Europa vorhanden wären, geht es vorrangig um Impulse für eine gesteigerte Ausbaudynamik. Gerade für den Ausbau erneuerbarer Energien sind in der Umsetzung europäische Lösungen zu stärken (z. B. durch eine EU-weit koordinierte Offshore-Wind-Strategie kurzfristig im Kontext der deutschen EU-Ratspräsidentschaft), um nationale Aktivitäten besser zu ergänzen.

Wie Abbildung 48 zeigt, verfügt Europa über weitreichende Potenziale zur Stromerzeugung aus Wind und Sonne. Die zugrundeliegende Analyse geht von einem Erzeugungspotenzial von 31.500 TWh/a allein in Deutschland, Österreich und seinen elektrisch direkt verknüpften Nachbarländern aus. Demgegenüber steht bei einer Transformation zur Klimaneutralität ein Strombedarf von knapp 3.600 TWh/a für die betrachtete Region. Dies zeigt, dass die Klimaneutralität Europas nicht am erneuerbaren Erzeugungspotenzial scheitern wird, wenngleich die Mobilisierung des erforderlichen Ausbaus mitnichten ohne Hürden umsetzbar ist. Gerade die mit Blick auf 2030 erforderliche Dynamik der Umsetzung wird ebenso wie die Ungleichverteilung der Potenziale zwischen den europäischen Regionen eine Herausforderung darstellen. Während die Küstenanrainer von Nord-, Ostsee und Atlantik auf große Offshore-Potenziale zurückgreifen können, können die Binnenländer für ein zusätzliches Wachstum nur auf die Windenergie an Land – meist in komplexem Gelände – und die Photovoltaik setzen.

Abbildung 48: Potenzielle erneuerbare Stromproduktion pro Land/NUTS-3 und Energieträger



Quelle: FfE (2019)

[3] Die bisherigen Zielsetzungen enthalten einen Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch von 32 %, ein Energieeffizienzziel von 32,5 % und eine Treibhausgasminderung um mindestens 40 %, wobei die beiden erstgenannten Ziele bei konsequenter Umsetzung eine höhere Treibhausgasminderung auslösen würden.

Die Modellrechnungen der DG Energy identifizieren die größtmögliche Steigerung bei Offshore-Wind, dicht gefolgt von Windenergie an Land und der Photovoltaik. Um die für das obengenannte Klimaschutzziel für 2030 erforderliche Verdopplung des jährlichen Offshore-Zubaus von 3,6 GW in 2019 auf 7 GW jährlich ab 2020 erreichen zu können, ist eine EU-weit abgestimmte Offshore-Strategie erforderlich. Sie sollte eine Kooperation über Ländergrenzen hinweg anstoßen und benötigt einen stabilen Rechtsrahmen, zu dem gerade eine maritime Raumplanung gehört, die eine Mehrfachnutzung von Gewässern zuverlässig regelt und Anreize zur transnationalen Raumplanung gibt. Erforderlich ist auch die Klärung der Verteilung der Kostenübernahme und die Zuständigkeit der nationalen Netzbetreiber bei gemeinsam entwickelten und über Netzanschlüsse in mehreren Ländern angeschlossenen Offshore-Windparks. Die deutsche Ratspräsidentschaft bietet die Chance, die Weichen für den für Europa und auch Deutschland so wichtigen Offshore-Ausbau zu stellen, denn dieser kann perspektivisch auch mit dem Ausbau von Elektrolysekapazität für grünen Wasserstoff (vgl. Kapitel 6) verknüpft werden, was wiederum eine europäische Wasserstoffwirtschaft unterstützt.

(3) Der zentralisierte Ausbau von erneuerbaren Energien muss mit dezentralen Konzepten Hand in Hand gehen, um europaweit einen Zubau-adäquaten Netzausbau und somit eine optimale Netzintegration zu gewährleisten. Darüber hinaus sollten Anreize für jene Mitgliedsstaaten geschaffen werden, die über besonders hohe Potenziale und günstige Ausgangsbedingungen verfügen, diese beschleunigt auszubauen.

Neben der Offshore-Windenergie, die aufgrund der in den Windparks realisierten großen Leistungen eher als „zentrale“ Erzeugung betrachtet werden kann, ist eine Beschleunigung des Ausbaus der „dezentralen“ Erzeugung aus Windenergie an Land und Photovoltaik mindestens ebenso bedeutsam. Ziel muss es sein, beide Prinzipien klug miteinander zu kombinieren: Zentrale Kapazitäten sind an Vorzugsstandorten auszubauen, so dass der Strom Großverbrauchern günstig zur Verfügung gestellt werden kann. Der dezentrale, netzdienliche Ausbau trägt hingegen dazu bei, die Netzausbau- und -bewirtschaftungskosten zu optimieren. Eine intelligente regionale Verteilung der Anlagen kann somit die Gesamtkosten der Energiewende reduzieren (Grimm et al., 2017). Wichtig ist es Impulse für eine verstärkte europäische Zusammenarbeit bei der Netzausbauplanung und -umsetzung zu geben (vgl. Kapitel 8), insbesondere auch die Etablierung einer Interaktion zwischen Netzausbau und Speicherausbau mit dem Ziel einer optimalen Balance zwischen Kosten und Versorgungssicherheit (Grimm et al., 2020).

Darüber hinaus gilt es, neben den laufenden Aktivitäten auf den nationalen Ebenen verstärkt Optionen zu schaffen, die es Regionen mit besonders günstigen Bedingungen und/oder vergleichsweise wenig Vorbehalten gegenüber Windenergie- und Photovoltaikfreiflächenanlagen ermöglichen, von einem wesentlich stärkeren Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung zu profitieren. Hierfür bedarf es jedoch einer Weiterentwicklung des bestehenden Regelwerks: Finanzierungsmechanismen, Fördermechanismen und insbesondere die Anrechenbarkeit in den jeweiligen Mitgliedsstaaten sind zu klären. So sind beispielsweise grenzüberschreitende Ausschreibungen für die Förderung von erneuerbarem Strom bislang nur mit Ländern möglich, mit deren Stromnetz eine unmittelbare Verknüpfung besteht. Dies wirkt kontraproduktiv, auch weil keine Anrechnung auf den erneuerbaren Stromanteil desjenigen Landes erfolgt, das die Kosten der Förderung trägt.

(4) Die Entwicklung von Fördermechanismen wie kombinatorischen Auktionsmechanismen oder Contracts for Difference können den Ausbau der erneuerbaren Energien gemäß des Green Deal beschleunigen helfen.

Die Vielzahl der unterschiedlichen Förderinstrumente trägt zwar der Diversität der Mitgliedsstaaten Rechnung, erscheint aber für die avisierte hohe Ausbaudynamik in ganz Europa eher hinderlich. Daher sollten, zumindest für den durch den Green Deal erforderlichen zusätzlichen Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung, gemeinsame Fördermechanismen in Betracht gezogen werden, die die europaweiten Erfahrungen beispielsweise mit

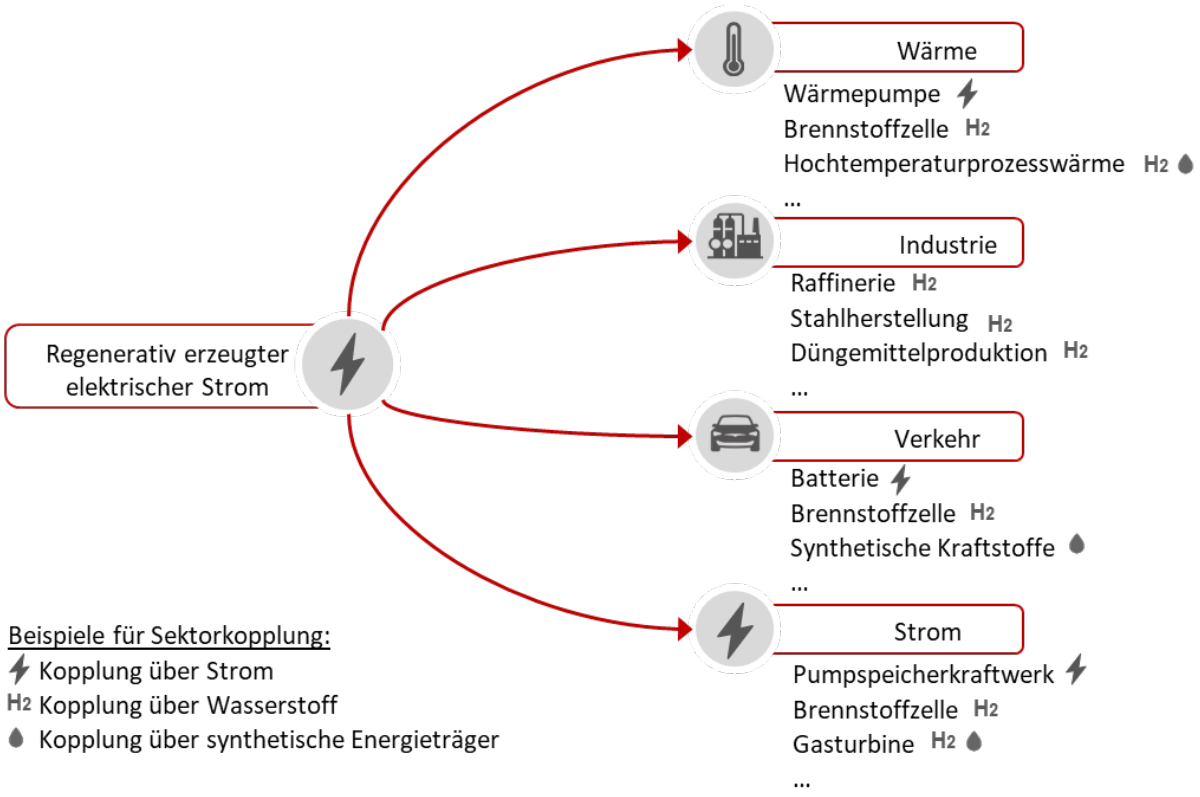
Contracts for Difference sowie grenzüberschreitenden und technologieneutralen Ausschreibungen berücksichtigen. Kombinatorische Auktionsmechanismen könnten eine attraktive Möglichkeit sein, verschiedene regionale Ausbauziele und Rahmenbedingungen bei gleichzeitigem Wettbewerb zwischen Regionen zu erreichen. Wichtig sind in diesem Kontext auch die Transparenz der Regelungen, möglichst einheitliche Regelungen bezüglich der Flächenkulissen, mögliche (finanzielle) Teilhabemöglichkeiten für die betroffene Bevölkerung vor Ort und die Aktivierung gemeinsamer gesellschaftlicher Werte für den Green Deal.

Durch den Ausbau und die Nutzung erneuerbarer Energien ergeben sich zugleich zusätzliche Wertschöpfungspotenziale (vgl. Kapitel 1). Gerade im Zuge der Corona-Krise erscheint ein beschleunigter Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung als „No-Regret“-Strategie. Sowohl Anlagenhersteller als auch deren Zulieferer erhalten eine planbare Zukunftsperspektive, Lieferketten innerhalb Europas können gefestigt oder neu etabliert werden, so dass auch eine stärkere Absicherung gegen zukünftige Krisen erfolgt. Die Errichtung und der Betrieb von Anlagen schaffen regionale Wertschöpfung und zukunftssichere Beschäftigung. Gerade Teilhabeoptionen können in Krisenzeiten eine wichtige Rolle zur Stabilisierung der Gesellschaft darstellen. Deshalb sollten die Weichen für den zusätzlichen Ausbau der erneuerbaren Energien gemäß den Green-Deal-Zielsetzungen gestellt und die zur Bewältigung der Corona-Krise angestrebten Konjunkturprogramme explizit hierfür genutzt werden.

6 Globale Schlüsseltechnologien für Wasserstoff und synthetische Energieträger entwickeln

Regenerativer Wasserstoff, darauf basierende Industrierohstoffe und synthetischen Energieträger (synFuels) spielen eine Schlüsselrolle für das Erreichen der Klimaneutralität bis zum Jahr 2050. Sie sind vielfältig einsetzbar. Anwendungen liegen im Verkehrssektor, bei der Speicherung von Strom, in der Industrie und im Wärmesektor (vgl. Abbildung 49). Im Verkehrssektor ergeben sich für synthetische Kraftstoffe insbesondere dort Einsatzgebiete, in denen weder Batterie- noch Brennstoffzellenantriebe zumindest mittelfristig technologisch in Frage kommen, z. B. im Luft- und internationalen Seeverkehr (NPM, 2019). Für die Defossilisierung wichtiger Bereiche der energieintensiven Industrie, etwa der Stahlindustrie oder der chemischen Industrie, ist Wasserstoff die einzige sinnvolle Alternative. Auch für die saisonale Stromspeicherung kommen praktisch nur Wasserstoff oder synthetisches Methan infrage. Zahlreiche europäische Staaten und auch einzelne Bundesländer entwickeln zurzeit Wasserstoffstrategien und Roadmaps. Ein gutes Zusammenspiel der dort vorgesehenen Roadmaps, Förderprogramme und Koordinationsmechanismen ist zentral für den Erfolg einer europäischen Perspektive und daher unbedingt anzustreben.

Abbildung 49: Wasserstoff und synthetische Energieträger als entscheidendes Bindeglied bei der Defossilisierung vieler Sektoren über den Stromsektor



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf H2.B (2020)

(1) Zur Erreichung der Klimaneutralität und aus industriepolitischer Sicht ist die Transformation und Ergänzung bestehender Wertschöpfungsketten notwendig. Auf internationaler Ebene ist auf bestehende aber auch auf neue Energiepartnerschaften zu setzen.

Um Wasserstoff und synthetische Energieträger in großem Maßstab einsetzen zu können ist die Transformation und Ergänzung bestehender Infrastrukturen, Liefer- und Wertschöpfungsketten notwendig. Eine zentrale Voraussetzung ist der schnelle Hochlauf der industriellen Produktion von Schlüsselkomponenten einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft in Deutschland und Europa. Dies ist auch aus industriepolitischen Gründen unbedingt anzustreben (vgl. Kapitel 1 und Kapitel 7). Mit dem Ausbau und der Planung sollte möglichst frühzeitig begonnen werden, um Verzögerungen durch Genehmigungs- und mögliche Gerichtsverfahren abzufedern und auch die ambitionierten Klimaschutzziele des Green Deal zu erreichen.

In Deutschland wird mittel- und langfristig nur ein Teil der Nachfrage aus dem Inland bedient werden können. Große Mengen werden daher aus europäischen und außereuropäischen Staaten importiert werden. Ein Teil der deutschen Importe wird aus europäischen Staaten kommen, in denen günstige Bedingungen für erneuerbare Energien herrschen. Importe können auch aus Ländern außerhalb Europas stammen, mit denen schon heute Energiepartnerschaften bestehen. Es gibt aber auch zahlreiche Regionen weltweit, in denen Wasserstoff zu günstigen Bedingungen produziert werden kann und mit denen neue Energiepartnerschaften denkbar sind (vgl. Fraunhofer, 2017). Teilweise existieren gerade in diesem Zusammenhang interessante Ko-Benefits.

Elektrolyseanlagen und weitere Anlagen zur Herstellung von synthetischen Energieträgern wie Syntheseanlagen etc. sollten an Standorten und in Regionen mit günstigen Bedingungen zur Erzeugung erneuerbaren Stroms errichtet werden. In Deutschland verhindern aktuell hohe staatlich induzierte Preisbestandteile und deutschlandweit einheitliche Strompreise einen wirtschaftlichen Betrieb von Elektrolyseanlagen (Runge et al., 2019). Hier sind Anpassungen in Form einer Energiepreisreform dringen geboten. Power Purchase Agreements (PPAs) können unter Umständen ebenfalls zu einer besseren Nutzung von Vorzugsstandorten beitragen.

Die Entwicklung einer umfassenden Logistik für Wasserstoff und darauf basierenden synthetischen Energieträgern ist eine zentrale Voraussetzung für deren großskaligen Einsatz (vgl. Kapitel 8). Hierzu zählt die Ertüchtigung und Anpassung von Hafenanlagen (für Importe), eine Infrastruktur zum Transport in die Verbrauchszentren sowie eine Verteillogistik. Wo immer möglich, sollten bestehende Infrastrukturen genutzt werden, um die Kosten des Umstiegs gering zu halten. Dies kann möglicherweise technologische Innovationen erforderlich machen. Die Verteilung von Wasserstoff und der darauf basierenden synthetischen Energieträger kann aufgrund verschiedenster Logistik-Optionen möglicherweise in großen Teilen wettbewerblich organisiert werden. An verschiedenen Stellen sind jedoch Technologie- und Standardisierungsentscheidungen notwendig, um notwendige privatwirtschaftliche Investitionen auszulösen. Dies betrifft beispielsweise die Tankstelleninfrastruktur für Wasserstoff.

Ohne den Realeinsatz von Technologien können perspektivisch keine wettbewerbsfähigen Produkte auf den Märkten etabliert werden. Daher ist ein Hochlauf der Aktivitäten im Inland entlang der gesamten Wertschöpfungskette unbedingt anzustreben. Die energiepolitischen Rahmenbedingungen sind hier ganz entscheidend: Je ambitionierter die CO_2-Bepreisung und je niedriger die staatlich induzierten Preisbestandteile, desto geringer der Umfang der notwendigen Fördermaßnahmen. Energiepolitische Rahmenbedingungen sind aber nicht nur wichtig, um die Kosten der notwendigen Förderung möglichst gering zu halten. Eine Etablierung der richtigen Anreize über Preissignale führt auch zur notwendigen Koordination der Akteure. Denn: für die Wirtschaftlichkeit einzelner Geschäftsmodelle ist die Entwicklung der gesamten Wertschöpfungskette essenziell. Zur Vorbereitung einer eigenständigen Marktentwicklung ist europaweit eine Koordination über die IPCEI („Important Project of Common European Interest“)-Programme sinnvoll und zielführend. Hierüber können auch Betriebskosten anteilig

gefördert werden. Die nationalstaatlichen Förderprogramme sollten sich mit dieser Maßnahme gut verschränken.

(2) Um die Klimaziele im Verkehrssektor erreichen zu können, ist es zentral sich frühzeitig mit der Akzeptanz für alternativer Antriebe auseinander zu setzen und akzeptanzfördernde Maßnahmen zu entwickeln.

Im Bereich der Mobilität sind grüner Wasserstoff und synthetische Kraftstoffe heute noch nicht wettbewerbsfähig im Vergleich zu Wasserstoff auf der Basis fossiler Energieträger und konventionellen Kraftstoffen. Dies kann mittelfristig aber durch die Zertifizierung der verursachten CO_2-Emissionen in Kombination mit einer angemessenen Bepreisung von CO_2-Emissionen erreicht werden. Neben den in ihrem weiteren Potenzial eng begrenzten Biokraftstoffen bieten strombasierte Kraftstoffe bereits mittelfristig eine Möglichkeit, um zur Defossilisierung des Verkehrssektors beizutragen. Während diese Kraftstoffe kompatibel zu vorhandenen Antrieben sind, erfordert die Nutzung von Wasserstoff neue Antriebsformen. Angesichts der Tatsache, dass sowohl national als auch international größere Kapazitäten für die Herstellung von Wasserstoff/Brennstoffzellenfahrzeugen erst aufgebaut werden, ist derzeit offen, wie sich die Verfügbarkeit von Brennstoffzellenfahrzeugen in den kommenden Jahren entwickelt. Bis 2030 werden bis zu 100.000 Nutzfahrzeuge (von ca. 680.000 Fahrzeugen) für Deutschland erwartet, bei den Pkw dagegen maximal 350.000 Fahrzeuge (von ca. 46 Mio. Fahrzeugen) als Teil der nationalen Fahrzeugflotte (vgl. NPM, 2020a). Die mittelfristig notwendigen Infrastrukturen müssen bereits jetzt mitbedacht werden (vgl. Kapitel 8).

Wenngleich der Anteil von Fahrzeugen mit einem H_2/Brennstoffzellen-Antrieb vorläufig – vor allem im Personenverkehr – einen eher geringen Anteil ausmachen wird, sollten bereits jetzt Fragen der Akzeptanz durch die Endkunden/Endnutzer Berücksichtigung finden, da neben der grundsätzlichen Verfügbarkeit die Akzeptanz neuer Kraftstoffe und Fahrzeugantriebe eine wesentliche Rolle für die Einführung und Nutzung dieser Technologie spielen wird. Das gilt auch für gewerbliche Verkehre, wo allerdings ökonomische Kriterien absolut im Vordergrund stehen werden. Im [individuellen] Personenverkehr hat sich in der Vergangenheit mehrfach gezeigt (Einführung E10, LNG-/CNG-Antriebe, Elektrofahrzeuge), dass der Preis allein keine ausreichende Incentivierung bietet, sofern mit dem Wechsel auf andere Kraftstoffe oder Antriebe Unsicherheiten bzgl. deren Einsatzfähigkeit verbunden sind oder eine Veränderung von Routinen und Nutzungsgewohnheiten notwendig ist. Akzeptanzfördernde Maßnahmen umfassen ein breites Spektrum, das sich zwischen Kommunikation, Infrastrukturausbau und Regulierung bewegt. Für den Infrastrukturausbau sind anbieterseitig die Investitions- und Betriebskosten für die Kraftstoffbereitstellung und nutzerseitig das Handling bei der Betankung relevant. Der Forschungsbedarf in diesem Bereich ist erheblich.

(3) Eine Anpassung der Renewable Energy Directive (REDII) im Verkehrssektor soll angestrebt und von Deutschland vorangetrieben werden, um die ambitionierteren Ziele des Green Deal erreichen zu können.

Im Rahmen des Green Deal ist eine entsprechende Anpassung der Renewable Energy Directive (REDII) im Verkehrssektor anzustreben. Nach der aktuellen Fassung verpflichtet jeder Mitgliedstaat die Kraftstoffanbieter, dafür zu sorgen, dass der Anteil erneuerbarer Energie am Endenergieverbrauch des Verkehrssektors bis 2030 einem von dem betreffenden Mitgliedstaat festgelegten indikativen Zielpfad entsprechend mindestens 14 % beträgt (einschließlich Mehrfachanrechnungen). Werden im Zuge des Green Deal ambitioniertere Klimaziele formuliert, so ist aller Voraussicht nach ein deutlich höherer regenerativer Kraftstoffanteil notwendig. Es sollte vor diesem Hintergrund eine einheitliche Anhebung der Untergrenze erfolgen, z. B. auf 20 % oder höher (ohne Mehrfachanrechnung). Aus Aspekten der direkten und indirekten Landnutzungsänderung sollte jedoch auf höhere Quoten von Kraftstoffen aus Anbaubiomasse weitgehend verzichtet werden. Den anzupassenden Mindestanteil an regenerativen Kraftstoffen gilt es dementsprechend durch Einsatz von Kraftstoffen aus Abfall- und Reststoffen, Altölen und Strom zu erreichen. Darüber hinaus gibt es in der aktuellen Fassung der REDII die

Möglichkeit der Mehrfachanrechnung des Energiegehalts bestimmter regenerativer Kraftstoffe. So kann beispielsweise der Anteil erneuerbarer Elektrizität mit dem Vierfachen ihres Energiegehalts veranschlagt werden, wenn sie für Straßenfahrzeuge bereitgestellt wird. Im Vergleich hierzu kann der Energiegehalt von Wasserstoff und anderen synthetischen Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs nur mit dem Einfachen angerechnet werden. Darüber hinaus ist die Anerkennung von den aus dem außereuropäischen Ausland importierten synthetischen Kraftstoffen immer noch offen. Diese ungleichen Anrechnungsmöglichkeiten von erneuerbaren Energien können u. a. zu falschen Anreizen im Nutzfahrzeugbereich führen. Hierbei sollte eine differenziertere Berücksichtigung erfolgen, die eine effizientere Wahl der nachhaltigen Antriebsform je nach Verkehrsbereich (z. B. Individualverkehr, Güterverkehr oder Luft- und internationale Schifffahrt) anreizt. Eine Pönale bei Nichterreichen des Zielwertes könnte sich bspw. an den bereits existierenden Pönalen orientieren, die explizit für Zielverfehlungen im Bereich der Biokraftstoffe (470 Euro/$CO_{2Äq}$, § 37c des Bundesimmissionsschutzgesetz) und implizit für die CO_2-Flottengrenzwerten bei Pkw (EU-Verordnung 2019/631) gelten.

(4) Auch für die Zeit der Übergangsphase mit Brückentechnologien muss das langfristige Ziel der Klimaneutralität im Auge behalten werden.

In naher Zukunft werden grüner Wasserstoff und synthetische Kraftstoffe noch nicht in ausreichender Menge kostengünstig verfügbar sein. Um einen schnellen Hochlauf der Nutzung dieser Kraftstoffe in allen Sektoren zu ermöglichen, ist in einer Übergangsphase der Einsatz von emissionsneutralem Wasserstoff zu erwägen, der nicht mittels Elektrolyse oder aus Biomasse hergestellt wurde (CCS, CCU, Atomstrom). Wichtig ist in diesem Zusammenhang ein klares Bekenntnis, schnellstmöglich die Nutzung grünen Wasserstoffs anzustreben, um für die Sektoren Verkehr und Industrie ausreichend regenerative Energieträger bereitstellen zu können. Außerdem ist darauf zu achten, dass dabei nur Infrastrukturen aufgebaut werden, die am Ende auch für grünen Wasserstoff und synthetische Kraftstoffe in vollem Umfang genutzt werden können.

7 Industrielle Transformation durch klimaneutrale Produktion beschleunigen

Auf den Industriesektor entfallen annähernd 20 % der gesamten Treibhausgasemissionen in der Europäischen Union (2017), was in derselben Größenordnung liegt wie der Verkehr (EEA, 2020). Die Realisierung einer klimaneutralen Produktion ist deshalb ein zentrales Aktionsfeld für die Umsetzung des europäischen Green Deal. Im Wesentlichen handelt es sich um drei Ebenen (vgl. Abbildung 50): die direkt im Einflussbereich der Unternehmen liegenden Emissionen wie eigene Produktionsstätten, Prozesse, Fahrzeuge usw. (scope 1), die zugekauften Energieträger wie Strom, Energieträger für Gebäude- und Prozesswärme/-kälte oder Kraftstoffe (scope 2) sowie sämtliche Emissionen, die mit der gesamten produktbezogenen Wertschöpfung auf der Beschaffungsseite (upstream activities) und der Absatzseite bis zum Recycling bzw. der Entsorgung von Produkten (downstream activities) verbunden sind (scope 3; GGP, 2011). Die Bedeutung der Ebenen ist je nach Unternehmen und Wertschöpfungstiefe sehr unterschiedlich. Während in Branchen wie der Stahl- oder Zementherstellung die prozessbedingten Emissionen im Fokus stehen, können bei den OEMs in der Automobilindustrie durchaus 90 % auf den scope 3 entfallen (Roland Berger, 2019).

(1) Markteinführungsinstrumente wie carbon contracts for difference sollen Ersatzinvestitionen in sprunginnovative Produktionsverfahren ermöglichen, weil die inkrementelle Weiterentwicklung von Technologien für das Erreichen der Klimaneutralität in wichtigen Bereichen nicht ausreicht.

Das scope 1-level ist vor allem für die energieintensive Grundstoffindustrie von Bedeutung, die durch besonders kapitalintensive Anlagen und lange Investitionszyklen charakterisiert ist. Deshalb müssen Ersatzinvestitionen bereits heute so ausgerichtet werden, dass sie den Anforderungen der Klimaneutralität entsprechen. Inkrementelle Verbesserungen von Produktionsverfahren reichen dafür allein nicht aus, vielmehr muss jetzt die Implementierung von Sprunginnovationen angestoßen werden. Zu den Schlüsseltechnologien zählen beispielsweise die Direktreduktion von Eisenerz mit Wasserstoff in der Stahlindustrie (vgl. Kapitel 6), die CO_2-Abtrennung bei der Zementherstellung oder das chemische Recycling von Plastikmüll als Feedstock für die chemische Industrie (Agora, 2019). Die bereits laufenden und vielfach mit öffentlichen Mitteln geförderten Demonstrationsprojekte liefern wichtige praxisrelevante Erkenntnisse, sie laufen jedoch ins Leere, wenn keine Marktperspektive geschaffen wird. Denn nur bei einem langfristigen business case werden Unternehmen strategische Entscheidungen treffen und in klimaneutrale Technologien investieren. Bei vielen Verfahren, wenn auch nicht bei allen, liegen die THG-Vermeidungskosten allerdings deutlich über dem aktuellen und erwarteten CO_2-Preis im europäischen Emissionshandelssystem, von dem die weitaus überwiegende Zahl der relevanten Unternehmen erfasst ist. Um entsprechende Investitionsanreize zu setzen, sollte eine Ausweitung des Instrumentariums geprüft werden, das upstream, midstream und downstream ansetzen kann. Eine interessante midstream-Option stellen sog. carbon contracts for difference dar, die an den Produktionsverfahren ansetzen und bei denen über Betriebskostenzuschüsse in einem festgelegten Zeitraum Differenzkosten ausgeglichen werden; dies aber nur dann, wenn die Differenzkosten höher sind als die Zertifikatspreise im Emissionshandelssystem.

Für die Industrie sollten langfristig belastbare Rahmenbedingungen angestoßen werden. Denn zurzeit ist das Risiko von stranded assets sowohl bei Investitionen in konventionelle wie auch grüne Technologien sehr hoch. Hierfür kann die Umsetzung von carbon contracts for difference in Pilotprojekten für ausgewählte Bereiche der energieintensiven Industrie einen Einstieg bieten, um lock in-Effekte durch Investitionen in fossilbasierte Technologien zu vermeiden. Eine jetzt engagiert einzuleitende grüne industrielle Transformation bietet darüber hinaus die Chance auf eine internationale Technologieführerschaft in Schlüsselbranchen und sichert die industrielle Basis der Europäischen Union. Ein solcher Leitmarkt kann (Technologie-)Standards für die globale Entwicklung setzen und schafft zusätzliche Chancen für europäische Unternehmen im globalen Wettbewerb. So

bestehen z. B. beim Aufbau der Wertschöpfungsketten einer Wasserstoffwirtschaft sehr gute Chancen für die deutsche ebenso wie für die europäische Industrie, eine führende Position auf dem Weltmarkt einzunehmen (vgl. Kapitel Globale Schlüsseltechnologien für Wasserstoff und synthetische Energieträger).

(2) Eigeninitiativen von Unternehmen sind positiv zu werten und sollten durch den entsprechenden regulatorischen Rahmen unterstützt und verstärkt werden.

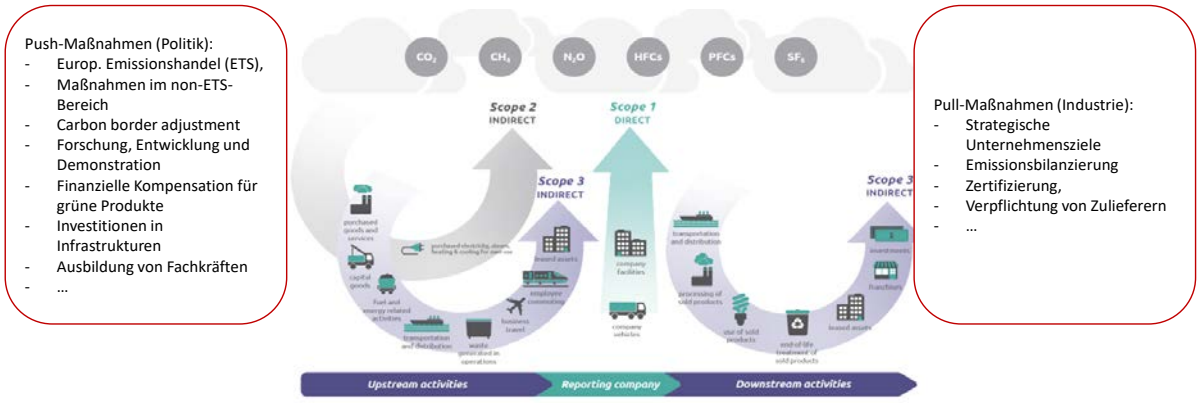
Zahlreiche Unternehmen haben inzwischen auch Eigeninitiativen zu einer klimaneutralen Produktion ergriffen (pull-Maßnahmen). Hier geht es nicht nur um die Emissionsminderung in der Produktion sowie die Versorgung mit erneuerbaren Energien oder perspektivisch auch mit grünem Wasserstoff oder sog. eFuels (vgl. Kapitel 6). Zum Teil werden auch CO_2-Kompensationsmaßnahmen genutzt. Mit dieser Kombination will sich beispielsweise das Unternehmen Bosch bereits ab diesem Jahr weltweit CO_2-neutal stellen (scope 1 und 2; Bosch, 2019).

Die Motivation der Unternehmen ist dabei vielfältig und reicht von der Anpassung an den aktuellen bzw. einen vorweggenommenen möglichen regulativen Rahmen zur Emissionsminderung (push-Maßnahmen der Politik z. B. im und außerhalb des europäischen Emissionshandelssystems) über Kostensenkungen und eine Reduktion von Preisrisiken auf der Beschaffungs- (z. B. Energiekosten) und Absatzseite sowie einer Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit gegenüber Konkurrenten (z. B. bei der Kapitalbeschaffung) bis hin zu öffentlichem Druck und Imagepflege.

(3) Für die langfristige Etablierung klimaneutraler Lieferketten bedarf es der Entwicklung und Umsetzung einer transparenten und praktikablen CO_2-Zertifizierung ebenso wie der Unterstützung kleiner und mittlerer Unternehmen.

Die überwiegenden Maßnahmen in den Unternehmen adressieren kurz- und mittelfristig die scopes 1 und 2, auf der längeren Zeitachse allerdings auch scope 3. So strebt Mercedes-Benz Cars bis 2039 eine CO_2-neutrale Neuwagenflotte entlang der gesamten Wertschöpfungskette an (Daimler, 2019). Scope 3 ist von besonderer Bedeutung, weil erst durch die Einbeziehung international verflochtener Lieferketten dem Ziel einer globalen Klimaneutralität entsprochen werden kann. Im Kontext des Europäischen Green Deal gilt es deshalb nicht nur, durch geeignete Maßnahmen die Produktion in Europa klimaneutral zu stellen (vor allem scope 1 und 2), sondern dem auch bei der Ausgestaltung der sog. border carbon adjustment mechanisms Rechnung zu tragen. Hierzu sollten die vielfältigen Unternehmensinitiativen genutzt und im gemeinsamen Interesse von Politik und Wirtschaft liegende Ansätze unterstützt und aktiv vorangetrieben werden. Exemplarisch seien geeignete Zertifizierungssysteme benannt (vgl Kapitel 3), die auf einschlägigen Normen aufsetzen können, etwa der ISO 14067 (Greenhouse gases — Carbon footprint of products — Requirements and guidelines for quantification). Ebenso ist die umfassende Überarbeitung der bestehenden europäischen Norm (EN16258) zur CO_2-Zertifizierung von Transportketten im Güterverkehr hin zu einer global anwendbaren ISO-Norm unter der Wiener Vereinbarung zu unterstützen. Aufgrund dauerhafter Veränderungen von Liefer- und Wertschöpfungsketten auf internationalisierten Märkten sind Zertifizierungssysteme aufzubauen, die global anwendbar sind, den Status Quo bestmöglich abbilden und gleichzeitig eine dauerhafte Flexibilität gewährleisten. Zur Emissionsbilanzierung auf Unternehmensebene stehen bereits diverse praktikable Methoden zur Verfügung, diese dürften aber insbesondere bei komplexen Produkten und Lieferketten (Fahrzeuge, smart phones etc.) schnell an ihre Grenzen stoßen. Es sollte deshalb geprüft werden, ob längerfristig erweiterte Verfahren wie Blockchain-Technologien zum Einsatz kommen können, die Unternehmen bereits für die Abbildung ihrer Lieferketten erproben. Ein weiteres Handlungsfeld betrifft die Unterstützung kleinerer und mittlerer Unternehmen, die aufgrund ihrer eigenen Ressourcen nicht ohne Weiteres in der Lage sein werden, entsprechende Nachweise zu führen, um daraus einen Wettbewerbsvorteil zu generieren. Dies gilt vor allem für Zulieferbetriebe von Großunternehmen.

Abbildung 50: Klimaneutrale Produktion in der Industrie – Emissionen entlang der Wertschöpfungskette sowie push- und pull-Maßnahmen



Quelle: Eigene Darstellung, Abbildung: Greenhouse Gas Protocol: Corporate Value Chain (Scope 3) Accounting and Reporting Standard -Supplement to the GHG Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard. World Resources Institute and World Business Council for Sustainable Development, September 2011. https://ghgprotocol.org/standards/scope-3-standard.

8 Infrastrukturen koordiniert ausbauen

Um die Klimaneutralität der europäischen Wirtschaft und Gesellschaft zu erreichen ist ein umfangreicher Umbau der Transport, Verteil- und Speicherinfrastruktur für Energie notwendig. Neben den bestehenden Strom- und Gasnetzen müssen Infrastrukturen für den Transport, die Verteilung und die Speicherung von Wasserstoff und synthetischen Energieträgern angepasst und ausgebaut werden. Dabei ist eine langfristige und vor allem integrierte Planung zwischen den verschiedenen Energieträgern zentral. Zudem werden Speicher mit verschiedenen Volumina benötigt, um eine zeitliche Unabhängigkeit von Erzeugung und Verbrauch insbesondere im Bereich der Stromversorgung zu ermöglichen. Die Transportinfrastruktur stofflicher Energieträger, wie Pipelines, Schiffe, Züge oder Lkw, hat dabei schon eine inhärente Speicherfunktion. Auch ist ein schneller und auf europäischer Ebene langfristig koordinierter Ausbau der Stromnetze erforderlich, um diese an den Anforderungen des zukünftigen Energiesystems auszurichten und die Ausbauziele bei den erneuerbaren Energien erreichen zu können. Im Verkehrsektor ist der europaweite Ausbau von Tankinfrastrukturen für erneuerbare Kraftstoffe und Ladeinfrastruktur entlang des transeuropäischen Verkehrsnetzes zu entwickeln. Eine wichtige Frage ist dabei auch, welche Teile der Infrastruktur zu regulieren sind und welche dem Wettbewerb überlassen werden können.

(1) Umfangreiche Investitionen in Infrastrukturen (Versorgungsnetze von Strom, Gas und Wasserstoff sowie elektrische Ladeinfrastruktur und Tankstellen für Fahrzeuge) sind notwendig, um die Klimaneutralität bis 2050 zu erreichen. Dabei ist eine stärkere Koordination auf europäischer Ebene anzustreben.

Bei der Umsetzung der Ausbaupläne für das Stromnetz kommt es in Deutschland zu starken Verzögerungen. Gründe sind dabei Akzeptanzfragen sowie Unsicherheiten der Unternehmen bezüglich der Energiepolitik, die Investitionsentscheidungen bremsen. Mögliche Optionen zur Beschleunigung des Infrastrukturausbaus sind (a) gesetzliche Maßnahmen zur Beschleunigung der Umsetzung, (b) klare energiepolitische Entscheidungen mit Blick auf die Umsetzung der im Green Deal formulierten Ziele sowie (c) möglicherweise ein Dialogprozess, der Hemmnisse überwindet.

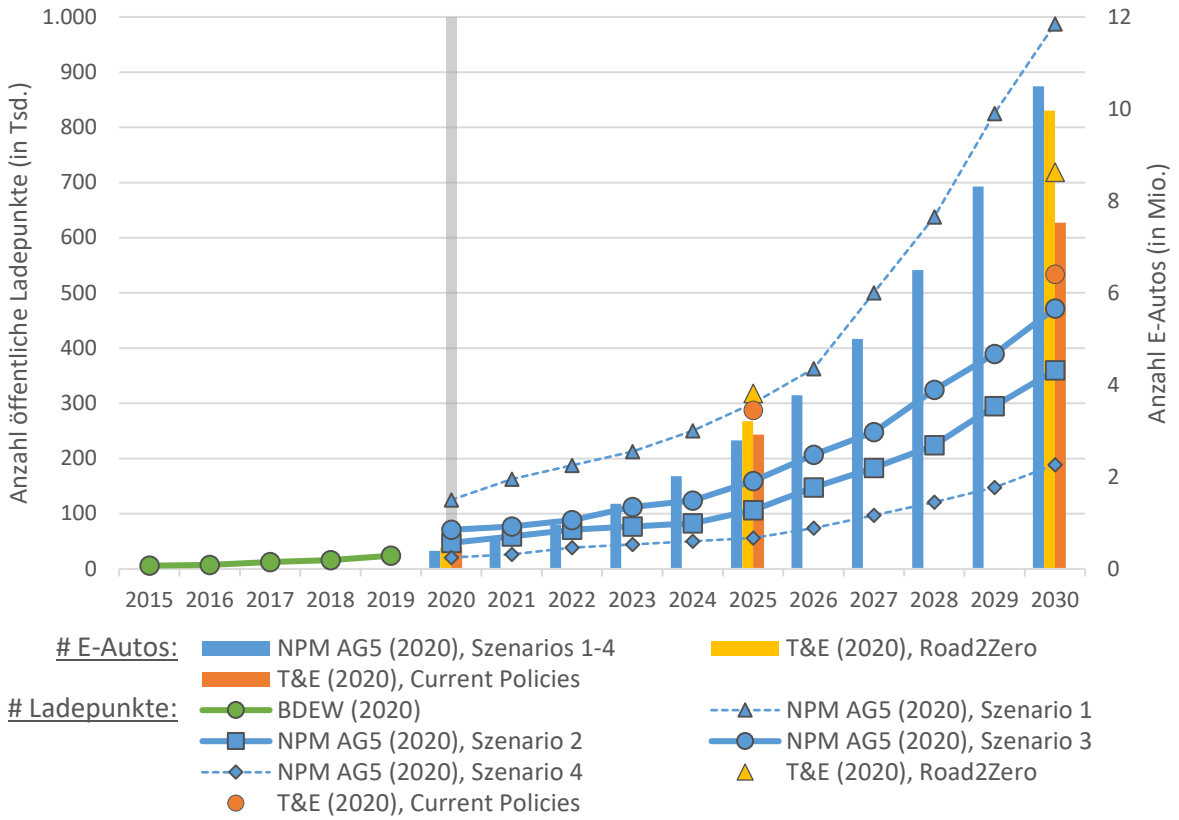
Im Verkehrssektor ist durch die Umstellung auf alternative Antriebe und Kraftstoffe eine schrittweise Umstellung und/oder Erweiterung der Lade- und Tankstelleninfrastruktur notwendig. Dabei ist es unerlässlich, flächendeckend und bedarfsgerecht sowohl die Ladeinfrastruktur für batterieelektrische Fahrzeuge auszubauen als auch den Bestand an Wasserstofftankstellen zu erhöhen. Die Nutzung CO_2-neutraler synthetischer Kraftstoffe hat den Vorteil, dass eine flächendeckende Infrastruktur schon vorhanden ist. Nachteil sind allerdings die im Vergleich zu Wasserstoff niedrigere Energieeffizienz und die vergleichsweise hohen Herstellungskosten des Kraftstoffs selbst.

Auf europäischer Ebene fordert die Richtlinie zum Aufbau von Infrastrukturen alternativer Kraftstoffe (AFID; Alternative Fuels Infrastructure Directive) aus dem Jahr 2014 eine angemessene Ausstattung mit Infrastruktur für die alternativen Kraftstoffe Strom, Wasserstoff und Erdgas in allen EU-Staaten (Europäisches Parlament, 2014). Eine Überarbeitung der Richtlinie ist hinsichtlich der klimapolitischen Ziele des europäischen Green Deal erforderlich, um den Markthochlauf von Pkw mit alternativen Antrieben zu ermöglichen. Der aktuell in der AFID angestrebte Aufbau einer umfassenden Erdgas-Infrastruktur steht jedoch langfristig im Widerspruch zu einer klimaneutralen Mobilität, sofern nicht gleichzeitig Sorge dafür getragen wird, die Erdgasnetze auf klimaneutrale Gase umzustellen. Generell ist bei der technologischen Förderung von Übergangstechnologien auf die Weiternutzungsmöglichkeiten der aufgebauten Infrastrukturen zu achten.

Für den initialen Markthochlauf von batterieelektrischen Fahrzeugen sind für jeden Mitgliedsstaat verbindliche Quoten an öffentlicher Ladeinfrastruktur im Verhältnis zur Anzahl an batterieelektrischen Fahrzeugen förderlich, insbesondere beim Aufbau der Schnellladeinfrastruktur (vgl. Transport & Environment, 2020). Die benötigte Anzahl an öffentlicher Normalladeinfrastruktur kann hingegen regional differenziert werden und ist in Abhängigkeit

von Verfügbarkeit privater Ladeinfrastruktur zu gestalten (vgl. Abbildung 51). Zur Attraktivitätssteigerung der batterieelektrischen Mobilität sollte europaweit ein kundenfreundliches Laden möglich sein, d. h. einfach, immer und überall möglich, transparent und sicher (vgl. NPM, 2020b). Das betrifft Handlungsfelder wie Standardisierung, Bedienbarkeit, Bezahlung, Interoperabilität, Echtzeitinformationen zum Ladevorgang, Fehlerbehebung und Datenschutz.

Abbildung 51: Historische und prognostizierte Entwicklung der öffentlichen Ladepunkte und des Elektrofahrzeugbestands (BEV und PHEV) in Deutschland



Quelle: Eigene Darstellung. Historische Werte der öffentlichen Ladepunkte aus BDEW (2020) in grün. Prognosen der öffentlichen Ladepunkte und des Elektrofahrzeugbestands aus NPM (2020c) in blau[4] und Transport & Environment (2020)[5] in gelb und orange.

[4] Die AG5 der „Nationalen Plattform Zukunft der Mobilität" (NPM) gibt unter der Annahme von 10,5 Mio. Elektrofahrzeugen in 2030 mit vier unterschiedlichen Szenarien die mögliche Bandbreite für den Bedarf an öffentlichen Ladepunkten in Deutschland an. Im Szenario 1 ergibt sich der höchste Ladeinfrastrukturbedarf im öffentlichen Raum. Annahmen sind, dass 40 % des Ladens im öffentlichen Raum stattfindet und dies zu 90 % an Ladepunkten mit geringer Ladeleistung (AC-Ladepunkte). Ein mittlerer Bedarf an öffentlichen Ladepunkten wird für die Szenarien 2 (Anteil öffentliches Laden 15 % und Anteil AC-Ladepunkte 90 %) und 3 (Anteil öffentliches Laden 40 % und Anteil AC-Ladepunkte 67 %) prognostiziert. Aus Szenario 4 resultiert der geringste Bedarf an öffentlichen Ladepunkte durch einen hohen Anteil an privatem Laden (85 %) und dem vermehrten Aufbau von Ladeinfrastruktur mit hoher Ladeleistung (33 % DC-Ladepunkte). In Anbetracht von Attraktivität des Ladeinfrastrukturnetzes und Wirtschaftlichkeit ist ein Ladeinfrastrukturausbau in der Größenordnung von Szenario 2 oder 3 anzustreben.

[5] Die Studie Transport & Environment (2020) prognostiziert für alle Länder der EU einen Ladeinfrastrukturbedarf für die Jahre 2025 und 2030. Die Ladeinfrastrukturbedarfsprognosen unterscheiden sich durch einen progressiveren Markthochlauf von Elektrofahrzeugen im Szenario „Road2Zero" gegenüber „Current Policies". Im Szenario „Current Policies" wird von einem EU-weiten Bedarf von 1,2 Mio. Ladepunkte bis 2025 und 2,2 Mio. Ladepunkte bis 2030 ausgegangen.

Der Ausbau von Wasserstofftankinfrastruktur ist ebenso europäisch anzugehen. Hierbei ist besonders auf die Kompatibilität der Wasserstofftankinfrastruktur für Pkw und Lkw zu achten. Aktuell ist Deutschland mit 84 Wasserstofftankstellen führend beim Ausbau (gegenüber 50 im Rest von Europa), wobei bis Ende 2020 ein weiterer Ausbau auf 100 und bis Ende 2023 sogar auf 400 Wasserstofftankstellen geplant ist (vgl. H2 MOBILITY, 2020). Jedoch können die Marktpotenziale von Brennstoffzellenfahrzeugen im Schwerlastverkehr erst geschöpft werden, wenn an den europäischen Hautverkehrsadern eine flächendeckende Wasserstofftankinfrastruktur zur Verfügung steht.

Eine Insellösung in Deutschland ist bei dem hohen Transitverkehrsaufkommen und mit Deutschland als zentrales wirtschaftliches Drehkreuz in Mitteleuropa nicht zielführend. Deutschland sollte sich für eine verbindliche Infrastrukturausstattung alternativer Kraftstoffe entlang Europas Verkehrsmagistralen einsetzen.

(2) Der effiziente Ausbau der Infrastruktur erfordert eine langfristig angelegte und integrierte Planung von Infrastruktur für Strom, Gas und Wasserstoff. Wo möglich sind bestehende Infrastrukturen zu nutzenund und zu erweitern.

Im Bereich der Stromnetze leistet der Ten Year Network Development Plan (TYNDP) auf europäischer Ebene schon heute effektiv die Koordination beim Netzausbau (vgl. https://tyndp.entsoe.eu/). Das von der Europäischen Kommission beauftragte Studienprojekt E-Highway2050 (durchgeführt von 2012 bis 2015) zeigt detaillierte Langfristperspektiven auf, sodass auch ein Zielbild existiert, vor dessen Hintergrund die mittelfristigen Pläne erstellt werden (vgl. e-Highway2050, 2015). Auf europäischer Ebene ist die Koordination beim Ausbau der Stromnetze somit schon weit fortgeschritten und gut verankert. Eine Verschränkung mit den Planungen zum Ausbau der Gas- und Wasserstoffinfrastruktur fehlt jedoch bisher weitgehend. Vor dem Hintergrund der ambitionierteren Klimaziele im Rahmen des Green Deal sollten (a) die Planungen für Strom-, Gas- und Wasserstoffinfrastruktur verschränkt werden, um die Schnittstellen zwischen den Energienetzen in der Planung frühzeitig berücksichtigen zu können und (b) die Planungen, insbesondere auch die Langfristperspektive 2050, angepasst werden, um eine Orientierung für die Erstellung der mittelfristigen Ausbaupfade vorzuhalten.

Beim Aufbau der umfangreichen neuen Infrastrukturen sollte wo immer möglich angestrebt werden, bestehende Infrastruktur zu nutzen. Dies kann z. B. im Gasnetz durch die Umwidmung aktuell nicht benötigter Leitungen zum Transport von Wasserstoff geschehen. In der aktuellen Fassung des Netzentwicklungsplan Gas wird ein Wasserstoffnetz mit 1294 km Länge für Deutschland vorgeschlagen, wovon alleine 88 % durch Umstellung von bestehenden Gas-Leitungen erreicht werden sollen (vgl. FNB Gas, 2020).[6] Die Nutzung bestehender Kapazitäten ist aus Kostengründen geboten, erhöht aber auch die Akzeptanz des Aus- und Umbaus der Infrastruktur.

(3) Mittelfristig ist zu entscheiden, welche Teile der neuen Infrastrukturen zu regulieren sind und welche wettbewerblich betrieben werden sollen.

Für die Wasserstofflogistik stehen verschiedene Technologien zur Verfügung, die sich nicht gegenseitig ausschließen, sondern auch in Kombination zum Einsatz kommen können. Für den Transport eignen sich generell alle gängigen straßen-, schienen- oder wasserbasierten Transportmittel. Für Druckwasserstoff und tiefkalt verflüssigten (d. h. kryogenen) Wasserstoff ist bisher jedoch nur der Straßentransport gängig. Für komprimierten Wasserstoff oder chemisch in einer Flüssigkeit gebundenen Wasserstoff ist darüber hinaus auch der Transport

[6] Die Umsetzung dieser Maßnahmen steht allerdings unter Vorbehalt der Übertragung der bestehenden gesetzlichen Regelungen für (Erd-)Gasversorgungnetze auf Wasserstoffnetze. Außerdem wurde von den Fernleitungsnetzbetreibern eine Vision für eine erste deutschlandweite Wasserstoffinfrastruktur erstellt, die auf Basis neuer Erkenntnisse stetig weiterentwickelt werden soll, siehe https://www.fnb-gas.de/media/erlaeuterungen_zur_visionaeren_h2-karte.pdf.

über ein Pipelinenetz attraktiv. Die Umsetzung eines flächendeckenden europäischen oder deutschen Rohrleitungsnetzes ist aus Gründen der Akzeptanz und der hohen Investitionskosten vermutlich mit großen Herausforderungen verbunden. Alternativ ist es denkbar, dass Wasserstoff, der beispielsweise an den Seehäfen Europas als kryogene Flüssigkeit oder in chemisch gebundener Form ankommt, über europäische Backbone-Leitungen zu den großen Verbrauchszentren transportiert wird. Dort könnte die regionale Weiterverteilung anschließend alternativ über Rohrleitungen oder mittels schienen- oder straßengebundenen Verkehrs erfolgen. Offen ist in dem Zusammenhang, ob alle Logistikebenen standardisiert und reguliert werden müssen oder ob insbesondere im Bereich der Verteil-Logistik ein wettbewerbliches Nebeneinander verschiedener Anbieter und Logistikvarianten bestehen kann. Bei der Regulierung neuer Infrastrukturen ist eine Integration in den bestehenden Regulierungs- und Planungsrahmen anzustreben.

9 Energieeffizienz systemisch denken

Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz sind neben der wachsenden Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen eine zweite wichtige Säule zur Defossilisierng im Gebäude- und Verkehrssektor in Deutschland ebenso wie in Europa. Dabei betreffen beide Bereiche ganz unmittelbar den Endverbraucher: Die durchschnittliche Quote des Wohneigentums in Europa liegt bei annähernd 70 % (Bode und Wiest, 2017); rund 13 % der verfügbaren Haushaltseinkommen werden in der EU für Mobilität und Verkehr ausgegeben, davon fast 860 Mrd. Euro für die Anschaffung und den Betrieb von Fahrzeugen (EU-KOM, 2019). Dementsprechend unterliegen Maßnahmen mit direkten Auswirkungen auf die Endverbraucherpreise einer hohen öffentlichen Aufmerksamkeit im Spannungsfeld zwischen dem auf gesamtgesellschaftlicher Ebene als notwendig anerkannten Klimaschutz und der Kostenbelastung auf der Ebene der einzelnen Privathaushalte. Dies macht sie hinsichtlich ihrer Durchsetzung politisch besonders anspruchsvoll. Gerade Energieeffizienzmaßnahmen können die unmittelbar betroffenen Endverbraucher langfristig vor weiter steigenden Kostenbelastungen durch die Energie- und CO_2-Preisentwicklung schützen. Die entsprechenden Investitionsentscheidungen von Endverbrauchern sollten durch die Maßnahmen und den gesetzlichen Rahmen des Green Deal unterstützt werden. Die notwendigen Rahmenbedingungen der Transformation werden durch Zertifizierung und effiziente Governance-Strukturen sowie – insbesondere im Verkehr – durch europaweit harmonisierte flankierende Anreiz- und Steuerungsmaßnahmen geschaffen. Nicht nur im Verkehrsbereich ist zu berücksichtigen, dass Kosteneinsparungen vielfach zu Rebound-Effekten führen, die Effizienzgewinne kompensieren oder sogar überkompensieren und die es durch flankierende Regulierung zu vermeiden gilt. Dabei muss das Thema „Energieeffizienz“ systemisch gedacht werden: Effizienz wird nicht nur durch mehr Leistung pro eingesetzter Energie erzeugt, sondern auch durch Vermeidungs- oder Verlagerungsstrategien bei gleichzeitiger Befriedigung vorhandener Bedürfnisse nach Wärme oder Kühlung und Mobilität.

Gebäude:

(1) Die zeitnahe Weiterentwicklung der europäischen Rahmensetzungen ist zwingende Voraussetzung für die Umsetzung der Zielsetzung eines europaweit klimaneutralen Gebäudebestands für 2050.

Energie- und ressourcenschonendes Bauen und Renovieren stehen von jeher im Fokus der europäischen Zielsetzungen, auch wenn die jährlichen Renovierungsquoten der Mitgliedstaaten, die zwischen 0,4 % und 1,2 % liegen, zeigen, dass das in diesem Sektor vorhandene Potenzial für den Klima- und Ressourcenschutz bislang nur unzureichend aktiviert wird. Die große Anzahl der Akteure mit ihren unterschiedlichen Interessen sowie landespezifische Besonderheiten mögen dafür ausschlaggebend sein. Für die Sanierungstiefe, die für die Umsetzung eines klimaneutralen Gebäudebestands eine mindestens ebenso wichtige Bedeutung wie die Anzahl der energetischen Sanierungen hat, sind hingegen die Regelungen der EU-Gebäudeeffizienz-Richtlinie und deren jeweilige Umsetzung in nationales Recht ausschlaggebend. Hier besteht dringender Handlungsbedarf, wie das Beispiel des Gesetzes zur Einsparung von Energie und zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden (Gebäudeenergiegesetz – GEG) in Deutschland zeigt. Im GEG-Entwurf ist formuliert: „Die aktuellen energetischen Anforderungen für den Neubau und den Gebäudebestand gelten fort“. Als wesentliche Grundlage hierfür wird das Wirtschaftlichkeitsgebot im Sinne einer sog. Kostenoptimalität angeführt, bei der zwar CO_2-Preise anzusetzen sind, die sich jedoch an der Preisprojektion des Emissionshandelssystems orientieren und damit im Wärmemarkt nicht die erforderlichen Impulse setzen. Es wird daher empfohlen, zu prüfen, ob die geltenden Kostenoptimalitätskriterien dem langfristigen Ziel des klimaneutralen Gebäudebestands entsprechen. Dies gilt insbesondere auch mit Blick auf die zeitliche Dynamik der CO_2-Preisentwicklung, um aufgrund der langen Bauteilnutzungsdauern in Gebäuden Lock-in-Effekte zu vermeiden.

Angesichts der drohenden Auswirkungen der Corona-Pandemie auf die ökonomische Entwicklung der Mitgliedsstaaten ist dies umso wichtiger, da ohnehin zu befürchten ist, dass gerade für die notwendigen Investitionen in einen klimaneutralen Gebäudebestand nicht die erforderlichen Mittel aktiviert werden können. Entsprechend sollte bei der Ausgestaltung von Konjunkturprogrammen, darauf geachtet werden, die Transformation des Gebäudesektors hin zur Klimaneutralität europaweit zielgerichtet zu unterstützen. Dies wird auch durch ein aktuelles Paper des SSEE bestätigt (Hepburn et.al., 2020), in dem die Gebäudesanierung („building efficiency retrofits“) als eine von fünf Politiken identifiziert wird, die gleichzeitig ein hohes Potenzial als ökonomischer Multiplikator und als wirksame Klimaschutzmaßnahme aufweisen.

Verkehr:

Die besondere Herausforderung im Verkehrssektor liegt darin, dass das vorrangige Ziel in der Reduzierung der absoluten Menge an energieintensivem Verkehr, d. h. insbesondere Straßenverkehr, bestehen muss. Die alleinige Steigerung der Fahrzeugeffizienz kann sich dazu kontraproduktiv erweisen bis hin zur Erzeugung von Rebound-Effekten angesichts von effizienzbedingten Einsparungen[7]. Eine vor dem Hintergrund der Auswirkungen der Corona-Pandemie diskutierte Förderung im Pkw-Bereich sollte deshalb vorrangig an der bestehenden Förderung von Elektrofahrzeugen ansetzen, um den notwendigen Beitrag des Individualverkehrs zur Umsetzung der CO_2-Reduzierungsziele nicht in Frage zu stellen.

(2) Die Zukunftsfähigkeit einer rein technisch-ökonomischen Betrachtungsweise von Energieeffizienz im Verkehr sollte überdacht werden. Vor allem im Personenverkehr definiert sich Mobilität nicht ausschließlich über den Umfang an zurückgelegten Kilometern, sondern auch über die Anzahl an zurückgelegten Wegen, unabhängig von deren Länge.

Menschen legen Wege nicht um ihrer selbst willen zurück, sondern zur Erreichung eines Zielortes, an dem eine Aktivität ausgeführt werden kann. Im Personenverkehr liegt somit ein erhebliches Potenzial zur Steigerung der Effizienz des Gesamtsystems und der darin verwendeten Energie im Verkehrsmittelwahlverhalten, d. h. in der Auswahl aus vorhandenen Mobilitätsoptionen. Mit dem massiven Ausbau des sog. Umweltverbundes (Öffentlicher Verkehr, Fahrradverkehr, Fußverkehr) können attraktive Alternativen bei der Durchführung von Wegen geschaffen werden, die einen positiven Anreiz zur Verlagerung von motorisiertem Individualverkehr auf Verkehrsmittel mit geringem (bis hin zu keinem) Pro-Kopf-Energieeinsatz setzen. Im europäischen Kontext ist vor allem die Erweiterung des Schienenverkehrsangebotes im grenzüberschreitenden Fernverkehr notwendig. Die auf europäischer Ebene vorhandenen und in Entwicklung befindlichen, vorwiegend auf Städte abzielenden Initiativen zur Substitution des motorisierten (Individual-)Verkehrs[8] sollten als expliziten Teil der CO_2-Reduktionsziele verkehrsträgerübergreifende Energieeffizienzziele aufgreifen. Der notwendige Rückhalt hierfür findet sich in Kapitel 2.1.5 des European Green Deal, wo explizit festgestellt wird: „Multimodal transport needs a strong boost. This will increase the efficiency of the transport system“. Darüber hinaus lassen sich aus einer solchen Vorgehensweise Innovationsimpulse ableiten (vgl. Einführung von Fahrzeugen mit alternativen Antrieben/Kraftstoffen

[7] Vgl. dazu bereits 2016: Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ (2016): Stellungnahme zum fünften Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2015, S. Z-3

[8] U. a. seit 2019 das EU Mission Board on Climate Neutral and Smart Cities“

im öffentlichen Verkehr). Damit würde auch den Rebound-Effekten entgegengewirkt, die sich aus den Effizienzgewinnen und damit Betriebskosteneinsparungen beim Pkw ergeben[9,10], wenn der Pkw-Anteil am Modal Split unverändert hoch bleibt und die Pro-Kopf zurückgelegten Kilometer steigen. Ergänzende Effizienzgewinne, die sich durch Verkehrsvermeidung erzielen lassen, unterliegen im Wesentlichen der lokalen und regionalen integrierten Stadt- und Verkehrsplanung im jeweiligen nationalen Rahmen. Durch die aktive Unterstützung entsprechender Gremien und Initiativen auf europäischer Ebene, wie bspw. das Mission Board for climate neutral and smart cities oder des EU Aktionsplans Radverkehr (Europäischer Ausschuss der Regionen, 2017) kann die Bundesregierung hier wichtige strategische Anstöße liefern.

(3) Um die Energieeffizienz des Straßenverkehrs zu erhöhen, bedarf es auf europäischer Ebene einer Roadmap zur gemeinsamen Zielerreichung über die aktuelle Regelung von Flottengrenzwerten hinaus. In diesem Rahmen muss der Ausbau der Elektromobilität insbesondere bei Pkw und leichten Nutzfahrzeugen weiter vorangetrieben werden.

Die Treibhausgasemissionen aus dem Straßenverkehr sind in Europa seit 1990 kontinuierlich gewachsen. Ursachen dieses Wachstums sind der zunehmende Fahrzeugbestand sowie die steigenden Verkehrsleistungen sowohl im Personen- als auch im Güterverkehr[11]. Um den Verbrauch fossiler Energie zu reduzieren und die Energieeffizienz des Straßenverkehrs insgesamt zu erhöhen, gilt durch Verordnung der EU ab 2021 der durchschnittliche Grenzwert von 95 g CO_2/km bei Pkw und 147 g CO_2/km bei leichten Nutzfahrzeugen bis 3,5 t. Hersteller, die die Zielwerte nicht erreichen, müssen ab 2021 mit erheblichen Strafzahlungen rechnen (PA Consulting, 2020). Der Zielwert für 2030 wurde im vergangenen Jahr durch das Europäische Parlament gegenüber der ursprünglichen Planung weiter verschärft (THG-Minderung um 37,5 % gegenüber 2021). Gleichzeitig bestehen Planungen seitens einer Reihe von EU-Ländern zum vollständigen Verbot der Neuzulassung von Fahrzeugen mit Verbrennungsantrieb (Wissenschaftlicher Dienst des Deutschen Bundestages, 2019; vgl. Tabelle 36).

Um Planungssicherheit sowohl für die Fahrzeughersteller als auch die Verbraucher herzustellen, sollten die nationalen Ziele Teil eines EU-weiten integrierten Zielsystems werden[12]. Dies gilt auch hinsichtlich der künftigen Anrechnung von Plug-in Hybriden. Die derzeit verwendete Berechnungsgrundlage für den Kraftstoffverbrauch und damit den CO_2-Ausstoß liegt bei schweren Fahrzeugen deutlich über den von den Herstellern angegebenen Werten, so dass der erwartete Beitrag zur Senkung des CO_2-Ausstoßes der Flotte ausbleibt oder sogar ins Gegenteil verkehrt wird (van Gijlswijk und Ligterink, 2018; Seibt et al., 2020). Derzeit fehlen Anreize zur Förderung des Fahrens von PHEV im E-Modus. Die Ausgabe von Tankkarten bei Dienstwagenfahrzeugen wirkt dem sogar entgegen. Vor diesem Hintergrund sollte die Entwicklung eines integrierten Zielsystems angestoßen und die aufgezeigten Anrechnungsproblematiken gelöst werden.

[9] Effizienzgewinne auf Ebene des einzelnen Fahrzeugs verzeichnen alle Pkw-Klassen außer SUV, Sport- und Geländewagen.

[10] Deutschland bspw. verzeichnet seit Jahren ein Wachstum des Pkw-Bestandes um jährlich rund 500.000 Fahrzeuge. Besonders stark nehmen SUVs zu. Alleine von 2018 auf 2019 stiegen die Neuzulassungen um 19,9 % sowie zusätzlich bei Geländewagen um 8,6 % (zusammen sind das rund 12 % der Gesamtflotte (ohne Wohnmobile)), während die Neuzulassungszahlen in allen anderen Fahrzeugsegmenten stagnierten oder nur gering zunahmen (Quelle: https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Segmente/segmente_node.html).

[11] Eurostat nennt folgende jährliche Wachstumsraten: (1) Personenverkehr (einschließlich innereuropäischer Luftverkehr): 1995-2017 1,2 % mit 2,4 % von 2016-2017; (2) Güterverkehr 1995-2017 1,2 % mit 2,0 % von 2016-2017 (Statistical Pocketbook EU Transport, 2019; S. 21).

[12] Generell ist bis zum Jahr 2030 durch die nationalen Zielvorgaben mit einem hohen Anteil an Nullemissionsfahrzeugen an den europäischen Neuzulassungen zu rechnen, sodass es mitunter keine Einsparungen der CO_2-Emissionen bei Verbrennerfahrzeugen zur Erreichung der CO_2-Flottengrenzwerte bedarf. In diesem Fall ist nicht auszuschließen, dass die derzeitige Ausgestaltung der CO_2-Flottengrenzwerte nicht zu Emissionseinsparungen bei Verbrennerfahrzeugen beiträgt.

Tabelle 36: Geplante Zulassungsverbote und Verbotsabsichten für Pkw mit Verbrennertrechnik in EU-Staaten

Land	Zeitpunkt	Gegenstand des Verbots
Dänemark	2030 / 2035	neue Benziner und Diesel / neue Hybrid-Pkw
Finnland	2035	neue Benziner und Diesel
Frankreich	2040	neue Benziner und Diesel
Irland	2030 /2045	neue Benziner, Diesel und neue Hybrid-Pkw / alle Verbrenner
Niederlande	2030	neue Benziner und Diesel
Norwegen	2025	neue Benziner und Diesel sowie Leichte Nutzfahrzeuge
Lettland	2040	neue Benziner und Diesel
Schottland	2032	neue Benziner und Diesel
Schweden	2030	neue Benziner und Diesel
Slowenien	2030	Neuwagen > 50g CO_2/km
Spanien	2040 / 2050	neue Benziner und Diesel / alle Verbrenner
Vereinigtes Königreich	2035	neue Benziner, Diesel und neue Hybrid-Pkw sowie Lkw

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Wissenschaftlicher Dienst des Deutschen Bundestages (2019) und Auto-Motor-und-Sport (2020)

(4) Die Effizienzsteigerungen neu zugelassener schwerer Nutzfahrzeuge, die angesichts der 2019 durch die Europäische Kommission eingeführten CO_2-Emissionsnormen zu erwarten sind, sollten durch eine auch nach Emissionsklassen gespreizte Lkw-Maut ergänzt werden.

Bei schweren Nutzfahrzeugen lässt sich etwa ein Drittel der CO_2-Reduktionspotenziale über den Fahrzeugantrieb realisieren; die übrigen zwei Drittel ergeben sich aus Maßnahmen wie Verbesserung der Aerodynamik, technische Hilfen durch Fahrerassistenz, energieoptimales Fahren oder Platooning. Da die Fahrzeuge in vielfältigen Varianten mit funktionalen Ausstattungen für unterschiedliche Einsatzgebiete – so bspw. Müllfahrzeug, Straßenreinigungsfahrzeug, Gliederzug mit Ladungen von unterschiedlichem Gewicht – vorhanden sind, stellen bereits die Messung und der Vergleich fahrzeugspezifischer Verbräuche und CO_2-Emissionen eine große Herausforderung dar. Zwar existiert für die Messung eine von der EU-Kommission per Verordnung zugelassene Software[13], jedoch ist deren Einsatz sehr aufwendig und komplex. Aus diesem Grund werden auch einfachere Verfahren der Differenzierung aufbauend auf dem Verfahren zur EURO-Norm erwogen. Eine EU-weite Harmonisierung von Anreizsystemen könnte die Effizienzsteigerung der Fahrzeuge unterstützen und dabei nicht nur Neufahrzeuge, sondern auch die Bestandsflotte erfassen. Angesichts der limitierten Möglichkeiten zur Verlagerung von Güterverkehren auf die Bahn – die Erwartungen liegen bei max. ein Drittel des Aufkommens – ist eine Verbesserung der Energieeffizienz im Straßengüterverkehr unabdingbar. Die notwendigen Impulse hierfür könnten insbesondere durch die Einführung einer nach Emissionsklassen gespreizten Lkw-Maut gegeben werden[14].

[13] Die EU-Kommission hat das Simulationstool VECTO (Vehicle Energy Consumption Tool) zur einheitlichen Berechnung von CO_2-Emissionen schwerer Nutzfahrzeuge entwickeln lassen (EC/JRC 2014). Mit Hilfe von VECTO können für beliebig konfigurierte Nutzfahrzeuge und definierte Einsatzbereiche spezifischer Kraftstoffverbräuche und CO_2-Emissionen berechnet werden; mit der Verordnung 2017/2400 der EU-Kommission erfolgte die Einführung von VECTO als Berechnungsinstrument.

[14] Die Lkw-Maut ist eine streckenbezogene Straßenbenutzungsgebühr – gültig auf Bundesstraßen und Autobahnen in Deutschland – für Lkw ab 7,5 t Gesamtgewicht im gewerblichen Güterverkehr. Damit werden finanzielle Mittel generiert, die insbesondere dem Erhalt und Ausbau von bundeseigener Straßeninfrastruktur dienen; gleichzeitig setzt die Maut Anreize zur Reduzierung von Emissionen durch Steigerung der Energieeffizienz der Fahrzeuge (vgl. auch Bundesamt für Güterverkehr (BAG) https://www.bag.bund.de/DE/Navigation/Verkehrsaufgaben/Lkw-Maut/lkw-maut_node.html). Rechtlich ist sie auf europäischer Ebene eingebettet in die Eurovignette Directive (1999/62/EC), die

(5) Die notwendige Reduzierung von CO_2-Emissionen im Güterverkehr macht die europaweit einheitlich geregelte Nutzung effizienzverbessernder Transportsysteme unentbehrlich. Im Straßengüterfernverkehr könnte der Lang-Lkw (High Capacity Truck) hierzu einen wichtigen Beitrag bereits in den kommenden Jahren leisten.

Ungeachtet der Dringlichkeit, Maßnahmen zur Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit des Schienengüterverkehrs zügig und umfangreich voranzubringen, wird die Straße weiterhin in Bezug auf die Verkehrsleistung die wichtigste Rolle für den Güterverkehr übernehmen müssen. Effizienzsteigerungen im Güterverkehrssystem müssen deshalb auch den Straßengüterverkehr selbst adressieren. Ein wichtiges Instrument könnte dabei der Lang-Lkw[15] sein, dessen Einsatz in Deutschland von 2012 bis 2016 mit Blick auf die technisch-infrastrukturelle Machbarkeit und die intermodalen Verlagerungseffekte getestet wurde und in die Erlaubnis von Lang-Lkw auf einem sog. Positiv-Netzwerk geführt hat. Ebenfalls bestehen in anderen EU Mitgliedsstaaten (u. a. Schweden, Finnland und den Niederlanden) bereits langjährige Erfahrungen. Die in älteren Studien geäußerten Erwartungen, wonach ein kostengünstigerer Straßentransport die Nachfrage nach Güterverkehren anfachen und gleichzeitig zur Verlagerung von Fracht von der Schiene auf die Straße führen könne, wurden bislang nicht bestätigt. Auch die Annahmen bzgl. erheblicher zusätzlicher Infrastrukturkosten hatten sich nicht bestätigen lassen. Neuere Studien – auch im Rahmen von EU-geförderten Projekten (vgl. https://aeroflex-project.eu/) – kommen zu dem Ergebnis, dass fahrzeugtechnische Entwicklungen (insbesondere zur Verbesserung der generellen Straßentauglichkeit und einer flexibleren Manövrierbarkeit (durch den Einsatz von Dollys mit einem elektrischen Antrieb) und die immer besseren Steuerungsmöglichkeiten durch Digitalisierung (insbesondere zur effizienten Beladung, aber auch zur Steuerung des Infrastrukturzugangs und der Infrastrukturnutzung) den Lang-Lkw zu einem Instrument eines effizienteren Gütertransportsystems machen könnten. Vor diesem Hintergrund ist zu prüfen, welche europaweit einheitlichen Regelungen notwendig sind, die den Einsatz des Lang-Lkw als High Capacity Vehicle für den Straßengüterfernverkehr grundsätzlich ermöglichen und dafür gleichzeitig einen Rahmen vorsehen, der das Potenzial an Effizienzsteigerungen optimal umsetzt.

die Rahmenbedingungen benennt, unter denen in Europa Straßenbenutzungsgebühren erhoben werden dürfen (vgl. dazu auch https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=LEGISSUM%3Al24045b).

[15] Der sog. Lang-Lkw hat eine Länge von bis zu 25,25 m. Herkömmliche Gespanne dürfen maximal 18,75 m lang sein, herkömmliche Sattelzüge 16,50 m.

10 Privates Kapital stärker für Green Finance aktivieren

Das Erreichen der Klima- und Energieziele der EU erfordert erhebliche Investitionen in Klimaschutzaktivitäten: Die EU-Kommission rechnet für den Zeitraum 2021 bis 2030 mit einem zusätzlichen Investitionsbedarf von rund 2,6 Bill. Euro.[16] Der europäische Green Deal sieht eine weitere Verschärfung der Ziele vor, wodurch sich der Investitionsbedarf nochmals erhöhen wird.[17] Dies verdeutlicht, dass die Investitions- und Finanzmittel der öffentlichen Hand lediglich eine Grundlage schaffen können und sollen. Es ist daher geboten, das erforderliche Kapital privatwirtschaftlicher Investoren stärker zu aktivieren.

Während institutionelle Anleger und börsennotierte Unternehmen mit der Orientierung an kurzfristigen Erfolgen in Verbindung gebracht werden, gibt es positive Anzeichen für eine grundsätzliche Bereitschaft institutioneller Kapitalgeber, verstärkt in die europäische Energiewende zu investieren. Im Dezember 2019 unterstützte bspw. die IIGCC, eine Gruppe von institutionellen Investoren, die Vermögenswerte von über 28 Bill. Euro verwalten, in einem offenen Brief an die europäischen Regierungen das EU-Ziel einer Klimaneutralität bis spätestens 2050 (IIGCC, 2019). Im Mai 2020 veröffentlichte eine weitere, in etwa gleich große institutionelle Investorengruppe einen weltweiten Aufruf an Staatsregierungen, Konjunkturprogramme zur Bewältigung der wirtschaftlichen Folgen der Corona-Krise unbedingt nachhaltig auszugestalten und an das Ziel einer Klimaneutralität auszurichten (The Investor Agenda, 2020). Des Weiteren existieren in den USA zunehmend Anzeichen für eine Berücksichtigung der CO_2-Intensität von kapitalmarktorientierten Unternehmen im Marktwert in Höhe von 79 bis 212 USD/t CO_2. Auch für Europa zeigen sich entsprechende Hinweise. Zudem werden klimaneutrale Technologien und Produkte in den kommenden Jahren ein großes Potenzial für privatwirtschaftliche Investitionen und Geschäftsmodelle eröffnen. Das Wachstum nachhaltiger Finanzprodukte sendet ebenfalls positive Signale. So stiegen die Emissionen von Green Bonds und Green Loans in den Jahren 2015 bis 2019 von 45 auf 255 Mrd. USD (Climate Bonds Initiative, 2020). Daneben gibt es eine Vielzahl weiterer nachhaltiger Finanzinstrumente. Auf dem Finanzmarkt spielen diese Produkte insgesamt allerdings eine noch vergleichsweise kleine Rolle. So besaßen bspw. Green Bonds Anfang 2019 einen Anteil von lediglich 2,5 % an allen Bondemissionen weltweit (Finance, 2019). Dies ist u. a. darauf zurückzuführen, dass nachhaltige Unternehmensanleihen bisher nur eine sehr geringe sektorale Abdeckung haben, da entsprechende Standards v. a. für erneuerbare Energien, aber noch nicht für emissionsintensive Industrien verfügbar sind.

Die Gründe für die Zurückhaltung von Investoren hinsichtlich nachhaltiger Finanzinstrumente (Green Finance) sind vielfältig. Um das für die Transformation notwendige Kapital zu mobilisieren, empfiehlt die Expertenkommission folgende Maßnahmen:

(1) Die EU-Taxonomie zügig umsetzen und einer möglichen Aufweichung von Kriterien entschieden begegnen.

Wesentliche Hemmnisse für die erforderliche Verbreitung nachhaltiger Finanzprodukte stellen fehlende einheitliche Kriterien für nachhaltige Investitionen (vgl. auch SFSG, 2018; Bioy und Stuart, 2020) sowie eine erhebliche Informationsasymmetrie zwischen den unterschiedlichen Marktakteuren bezüglich der Klimawirkungen der durch diese Produkte finanzierten Projekte und Unternehmen dar. Zwar gibt es auf internationaler Ebene einige

[16] Szenario EUCO32-32.5 ggü. EU-Referenzszenario 2016. EUCO32-32.5 geht von den aktuellen Zielsetzungen 32 % Anteil Erneuerbarer Energien (EE) am Bruttoendenergieverbrauch und Steigerung der Energieeffizienz um 32,5 % aus. Damit wird eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um 45,6 % ggü. 1990 erreicht. Im Referenzszenario ergeben sich für das Jahr 2030 ein EE-Anteil am Bruttoendenergieverbrauch von 24 %, eine Steigerung der Energieeffizienz um 24 % und eine Treibhausgasminderung von 35 % ggü. 1990.

[17] Über die klimabezogenen Maßnahmen hinaus hat sich die EU ökologische Ziele gesetzt, die weitere Investitionen von 100 bis 150 Mrd. Euro pro Jahr erfordern.

Standards für nachhaltige Finanzprodukte (z. B. Climate Bonds Initiative, Green Bond Principles), deren Anwendung allerdings nicht verpflichtend ist. Dem begegnet die EU-Kommission mit dem Entwurf eines einheitlichen und verpflichtenden Rahmenwerks („EU-Taxonomie"), durch eine Taxonomie-Verordnung und einen detaillierten Expertenvorschlag für eine „Sustainable Finance"-Taxonomie. In der Verordnung werden Veröffentlichungspflichten für Finanzmarktakteure sowie große kapitalmarktorientierte Unternehmen hinsichtlich ihrer Aktivitäten im Bereich Klima- und Umweltschutz festgelegt, d. h. diese müssen berichten, in welchem Ausmaß ihr wirtschaftliches Handeln EU-taxonomiekonform ist (TEG, 2020; Europäische Kommission, 2020c).[18] Der Bericht liefert den detaillierten Definitionsrahmen dafür, unter welchen Bedingungen wirtschaftliche Aktivitäten als taxonomiekonform gelten. Dieser Rahmen dient zugleich als Grundlage für eine verpflichtende Berichterstattung, die in der anstehenden Überarbeitung der „non-financial reporting directive" (NFRD) umgesetzt werden sollte.

Durch die erhöhte Transparenz werden die erheblichen Informationsasymmetrien abgebaut, um für eine effizientere Kapitalallokation zu sorgen. Finanzmarktakteure erhalten verlässliche Informationen über die „Klimaperformance" (und v. a. im Rahmen der Weiterentwicklung der Taxonomie auch über weitere wichtige Nachhaltigkeitsrisiken) insbesondere von Unternehmen, was die Bildung nachhaltiger Finanzprodukte anregen soll. Die zusätzlichen Informationen sollen gleichzeitig das Vertrauen der Investoren erhöhen und somit auch den Unternehmen die Erschließung weiterer Finanzierungsquellen für nachhaltige Investitionen erleichtern. Darüber hinaus verstärken die Veröffentlichungspflichten gemäß der EU-Taxonomie den Druck auf die Unternehmen, nachhaltiger zu wirtschaften (vgl. auch Kapitel 7). Dies kann bereits zu einer signifikant höheren Emissionsminderung der betroffenen Unternehmen führen. Schließlich ermöglicht die einheitliche EU-Taxonomie die Bildung und Weiterentwicklung von Zertifizierungssystemen (vgl. Kapitel 3). Konkret wird derzeit eine Anwendung der Taxonomie auf Finanzprodukte im Rahmen des EU-Ecolabel getestet.

Im weiteren Verfahren sind technische Bewertungskriterien zur Einordnung von Technologien und Aktivitäten hinsichtlich ihres Beitrags zu den Umwelt- und Klimaschutzzielen über delegierte Rechtsakte festzulegen. Diesbezüglich sollte eine aktive Rolle bei der Umsetzung eingenommen werden und konkret für eine Überarbeitung der NFRD unter Berücksichtigung der Taxonomie gesprochen werden. Hierbei ist insbesondere vor dem Hintergrund der Corona-Krise Forderungen nach einer Lockerung von Umwelt- und Klimaanforderungen im Rahmen eines Wiederaufbaus der Wirtschaft entgegenzuwirken.

(2) Die vorgesehenen Berichtspflichten für Unternehmen kontinuierlich auf kleinere kapitalmarktorientierte sowie nicht-kapitalmarktorientierte Unternehmen ausweiten.

Dadurch werden die o.g. Anreize auf eine breitere Gruppe von Unternehmen erweitert. Mit der Ausweitung der Veröffentlichungspflichten unter Anwendung der Taxonomie sollte auch eine Standardisierung der Berichterstattung einhergehen (Sustainable Finance, 2020). Diese könnte einerseits die Transparenz für Finanzmarktakteure noch stärker erhöhen und gleichzeitig den Aufwand zur Erfüllung, insbesondere im Sinne kleinerer Unternehmen, begrenzen. Angesichts der wichtigen Rolle nicht-börsennotierter Unternehmen (z. B. in Deutschland oder Italien) ist eine sofortige Einführung insbesondere für größere nicht-börsennotierte Unternehmen (im Sinne der NFRD) sinnvoll.

[18] Die Taxonomie-Verordnung sieht die Einführung von Maßnahmen und Sanktionen durch die Mitgliedsstaaten für Verstöße gegen die Berichtspflichten vor. Diese müssen „wirksam, verhältnismäßig und abschreckend sein" (Europäische Kommission, 2020c).

(3) Das Risikomanagement von Finanzakteuren um eine Pflicht zur Berücksichtigung von Nachhaltigkeitsrisiken erweiten.

Eine umfassendere Berücksichtigung von (finanziellen) Risiken des Klimawandels innerhalb von Risikomanagementprozessen könnte die Aktivierung privatwirtschaftlichen Kapitals für die europäische Energiewende befördern. In manchen Fällen fokussiert das Risikomanagement derzeit lediglich auf die Einhaltung von umwelt- und nachhaltigkeitsbezogenen Anforderungen mit dem Schwerpunkt auf der Vermeidung von Imagerisiken (Hafner et al, 2020). Die EU-Taxonomie kann zwar eine Ausweitung der Risikomanagementprozesse unterstützen, dennoch bietet es sich ergänzend an, Ansätze – wie im „Merkblatt zum Umgang mit Nachhaltigkeitsrisiken" der BaFin beschrieben – aufzugreifen und europaweit auszuweiten.

(4) Die Vorbildfunktion durch die Mitgliedsstaaten ist konsequent wahrzunehmen.

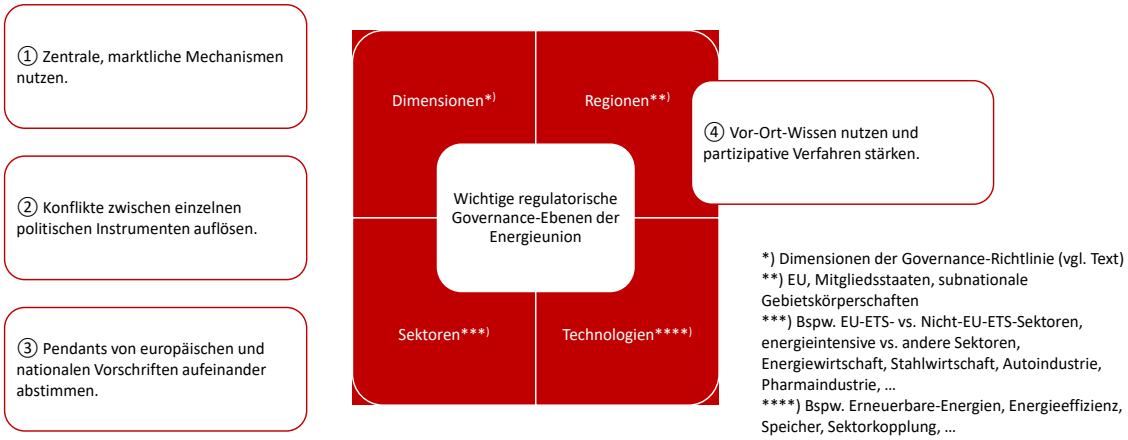
Die EU-Staaten sollten als Nachfrager von Investitions- und Konsumgütern, als Finanzierer von Projekten und als Finanzmarktakteure konsistent im Sinne der von ihnen gesetzten klimapolitischen Ziele handeln. Dazu zählen u. a. die Berücksichtigung von Nachhaltigkeitskriterien bei Kapitalanlagen (z. B. Pensionsfonds) sowie bei Investitions- und Beschaffungsmaßnahmen. Die Taxonomie kann dafür den notwendigen Referenzrahmen darstellen.

Zusammenfassend wird daher empfohlen, bisherige Bestrebungen für die Aktivierung privatwirtschaftlichen Kapitals fortzuführen und kontinuierlich auszuweiten. Eine rasche und konsequente Umsetzung des europäischen Green Deal kann darüber hinaus ein starkes Signal an den Finanzmarkt senden und erforderliche konsistente und langfristige Rahmenbedingungen schaffen.

11 Governance der Energieunion kohärent ausgestalten

Das Governance-System für die Energieunion und den Klimaschutz wird maßgeblich durch die gleichnamige EU-Verordnung festgelegt, die Ende 2018 als Teil des weiterreichenden Politik-Pakets „Saubere Energie für alle Europäer“ verabschiedet wurde. Auf Basis dieser Rechtsgrundlage sollen mit Hilfe von komplementären und kohärenten politischen Maßnahmen der Europäischen Union und ihrer Mitgliedsstaaten die Ziele der Energieunion im Einklang mit dem Pariser Klimaabkommen erreicht werden. Dies umfasst insbesondere die mittelfristigen Energie- und Klimaziele bis 2030, gilt aber auch für die langfristigen Ziele. Damit die EU-Governance-Verordnung sowie weitere für die Governance bedeutsame Rechtsvorschriften im Energie- und Klimabereich der Mitgliedsstaaten gut ineinandergreifen, empfiehlt die Expertenkommission den Fokus auf folgende vier Gestaltungsoptionen zu legen (vgl. Abbildung 52):

Abbildung 52: Gestaltungsoptionen für eine kohärenter ausgestaltete Governance der Energieunion



Quelle: Eigene Darstellung

(1) Gutes Zusammenspiel der verschiedenen Governance-Strukturen auf den Ebenen von EU, Mitgliedstaaten, Regionen und Kommunen sichern. EU-weite, marktliche Mechanismen implementieren, um eine einfache Koordinierung über die Dimensionen der Energieunion, Regionen, Sektoren und Technologien zu erreichen.

Derzeit besteht ein hoher Koordinierungsbedarf, um alle regulatorischen Ebenen kohärent auszugestalten. Die Governance-Richtlinie definiert fünf Dimensionen der Energieunion: Sicherheit der Energieversorgung, Energiebinnenmarkt, Energieeffizienz, Dekarbonisierung sowie Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit. Je nach Vorschrift tangieren diese unterschiedliche Regionen, Sektoren und Technologien. Damit der hohe Koordinierungsbedarf die Transformation nicht bremst, empfehlen sich EU-weite, marktliche Mechanismen, vor allem eine einheitliche und umfassende CO_2-Bepreisung als Leitinstrument der Energiewende, die Klimaziele kosteneffizient erreicht und alle regulatorischen Ebenen adressiert (vgl. Kapitel 2). So berührt etwa eine Vereinheitlichung der europäischen Energiesteuern oder eine Ausweitung des EU ETS alle Regionen (EU-Länder) und einen Großteil der Emittenten in der EU (vor allem in Wärme- und Verkehrssektoren), reizt klimaneutrale Technologien an und hat Effekte auf alle Dimensionen der Energieunion (z. B. einheitlichere Gestaltung des Energiebinnenmarkts, Anreize für energieeffiziente Technologien und Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit durch ggf. niedrigere Energiepreise). Die Corona-Krise verstärkt die Dringlichkeit einer flexiblen Koordinierung: marktliche Instrumente bieten den Vorteil sich ohne zusätzliche Gesetzgebungsverfahren (bzw. ohne detaillierte Festlegungen im Vorfeld) auf neue Situationen anpassen zu können.

Zentrale, preisliche Mechanismen bzw. eine allgemeine einheitliche CO_2-Bepreisung sind allerdings allein nicht ausreichend. Es bedarf komplementärer Instrumente, um neben den Treibhausgasemissionen andere Marktunvollkommenheiten zu adressieren. Dazu zählen u. a. Marktunvollkommenheiten im Rahmen des Ausbaus von energiewenderelevanter Infrastruktur (vgl. Kapitel 8) und der Förderung von Zukunftstechnologien (vgl. Kapitel 5) (Löschel et al., 2017).

Die im Rahmen der Governance-Richtlinie zu erstellenden Nationalen Energie- und Klimapläne sind für die Erreichung der nationalen und europäischen Ziele durchaus ein sinnvolles Instrument; diese sind jedoch per se für eine Koordinierung auf Ebene der Mitgliedsstaaten nicht ausreichend. Beispielsweise hat sich in einigen Fällen die Erreichung nationaler Ziele als komplexer herausgestellt als ursprünglich erwartet (etwa bei der Tankstelleninfrastruktur). Zur Bewältigung der Komplexität bedarf es der zunehmenden Nutzung preislicher Mechanismen. Zudem sollte gerade auch bei der geplanten Verschärfung der europäischen Minderungsziele die Koordination durch zusätzliche europäische Maßnahmen ergänzt werden.

(2) Konflikte zwischen einzelnen (energie- und klima-)politischen Instrumenten auflösen.

Die Schaffung geeigneter Rahmenbedingungen für marktliche Instrumente anstelle vieler kleiner Maßnahmen ist sinnvoll, um Konflikte beim Erreichen politischer Ziele zu vermeiden. Daher auch der obige Vorschlag eines schlanken, marktlichen Instrumentariums mit komplementären Instrumenten (lediglich) wo nötig, um die Energie- und Klimaziele zu erreichen. Wenn allerdings mehrere Instrumente, welche die gleichen Ziele adressieren, existieren (dies kann z. B. auch durch historische Entwicklungen oder aufgrund politischer Machbarkeit bedingt sein), so sollten Inkonsistenzen bzw. Zielkonflikte weitgehend reduziert werden.

Ein Beispiel für Zielkonflikte und Möglichkeiten komplementärer Maßnahmen soll für den Verkehrssektor beschrieben werden: Einerseits dürften Flottengrenzwerte bisher noch die wirksamste Maßnahme zur Emissionsminderung im Verkehr gewesen sein. Andererseits dürfte eine allgemeine CO_2-Bepreisung u. a. mehr Optionen zur Emissionsreduktion im Verkehr aktivieren, Rebound-Effekte reduzieren und Kostenersparnisse bei der Emissionsreduktion erzielen (Paltsev et al., 2018). Bei der Weiterentwicklung der CO_2-Grenzwerte, die einen Beitrag zum technischen Fortschritt liefern, ist daher die Einführung einer komplementär wirkenden CO_2-Bepreisung zu berücksichtigen. Eine weitere komplementäre Politik betrifft die aufzubauende Verkehrsinfrastruktur (vgl. Kapitel 8). Denn bei langfristigen Emissionsreduktions-Strategien kann es optimal sein, Optionen „nach vorne zu ziehen“, die entsprechend den CO_2-Grenzvermeidungskosten weiter hinten zu finden wären (Voigt-Schilb et al., 2018). Auch eine europaweite Ausgestaltung des Förderrahmens für erneuerbare Energien ist besser geeignet, um technologisches Lernen und Skaleneffekte anzureizen und so die CO_2-Bepreisung im EU-Emissionshandel zu ergänzen. Trotz der Wichtigkeit von komplementären Instrumenten bedürfen insbesondere die Nicht-ETS-Sektoren grundsätzlich einer viel stärkeren marktlichen Koordinierung als bisher. Auch die Koordinierung durch die Nationalen Energie- und Klimapläne im Rahmen der Governance-Richtlinie kann diese nicht ersetzen.

Es ist davon auszugehen, dass gerade von den Gestaltungsoptionen (1) und (2) starke Impulse für die Transformation der Industrie ausgehen werden (vgl. Kapitel 7).

(3) Pendants von europäischen und nationalen Vorschriften aufeinander abstimmen.

Zahlreiche Instrumente auf nationaler und europäischer Ebene besitzen zwar die gleiche Zielrichtung, sind in diesem Sinne als Pendants zu betrachten, sind aber in ihrer Ausgestaltung derzeit inkonsistent. Eine verbesserte Integration der nationalen und europäischen Instrumente und Maßnahmen gilt es auch bei den weiteren wichtigen Energiewende-Themen zu erreichen, etwa bei dem nationalen Emissionshandel (Bundes-

Klimaschutzgesetz) und der EU ETS-Ausweitung, dem nationalen Energiesteuergesetz und der (zu novellierenden) EU-Energiesteuerrichtlinie, dem nationalen Kohleausstiegsgesetz und den Ambitionen des Green Deal (vgl. Kapitel 4) usw.

(4) Energiepolitische Maßnahmen auf regionaler Ebene besser mit den nationalen Ansätzen verzahnen, um die höheren Anforderungen aus dem Green Deal erfolgreich umsetzen zu können. Besonderheiten vor Ort durch partizipative Maßnahmen einbeziehen.

Im EU-Governance-System sowie im deutschen Kontext (etwa durch das Bundes-Klimaschutzgesetz) spielen subnationale Einheiten wie Bundesländer, Gemeinden oder Städte nur eine untergeordnete Rolle. Dies ist zwar durch den Föderalismus in Deutschland leicht zu erklären, ist aber dennoch kritisch zu beurteilen, da Akteure in subnationalen Gebietskörperschaften für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende-Maßnahmen essenziell sind. Diese kennen die konkreten lokalen Bedingungen besser und weisen zudem Alleinstellungsmerkale auf, so dass sie unterschiedliche Schwerpunkte der industriellen Transformation bedienen können (vgl. Kapitel 7). Deshalb sind die bestehenden Abstimmungsmechanismen zwischen den föderalen Ebenen kohärenter auszugestalten und akzeptanzfördernd zu nutzen (acatech et al., 2019; Oppermann und Renn, 2019).

Literaturverzeichnis

Kapitel 1: Europäische Wertschöpfung stärken und internationale Einbettung sichern

EU-KOM (2019). Der europäische Grüne Deal. COM(2019) 640 final. Abgerufen am 08. April 2020 von https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/european-green-deal-communication_de.pdf.

EU-KOM (2020a). A New Industrial Strategy for Europe. COM(2020) 102 final. Abgerufen am 08. April 2020 von https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/communication-eu-industrial-strategy-march-2020_en.pdf.

Hepburn, C., O'Callaghan, B., Stern, N., Stiglitz, J., Zenghelis, D. (2020). Will COVID-19 fiscal recovery packages accelerate or retard progress on climate change? Oxford Review of Economic Policy, https://doi.org/10.1093/oxrep/graa015.

Löschel, A., Großkurth, P., Colombier, M., Criqui, P., Xiangwan, D., Frei, C., Gethmann, C., Gummer, J., King, J., Lecocq, F., Parikh, J., Sauer, D., Schlögl, R., Schmidt, C., Staiß, F., Stephanos, C., Tanaka, K., Zhiyu, T., Umbach, E., Wenham, M., Yamada, K., & Cong, Y. (2018). Establishing an Expert Advisory Commission to Assist the G20's Energy Transformation Processes. Economics E-Journal, 12, 1-12.

Oei, P.-Y., Hermann, H., Herpich, P., Holtemöller, O., Lünenbürger, B., Schult, C. (2020). Coal Phase-Out in Germany – Implications and Policies for Affected Regions. Energy, 196, 117004.

UNCTAD (2020). Global Trade Impact of the Coronavirus (COVID-19) Epidemic. Trade and Development Report. Update. Abgerufen am 08. April 2020 von https://unctad.org/en/PublicationsLibrary/ditcinf2020d1.pdf.

Weiterführende Literatur zu Kapitel 1:

Burdon, R., Hughes, L., Lord, M., Madeddu, S., Ueckerdt, F., Wang, C. (2019). Innovation and Export Opportunities of the Energy Transition. Abgerufen am 08. April 2020 von https://www.energy-transition-hub.org/files/resource/attachment/innovation_and_export_opportunities_of_et_final_0.pdf.

EU-KOM (2020b). A Von der Leyen und Timmermans: Green Deal muss unser Kompass aus der Coronakrise sein. Abgerufen am 05. Mai 2020 von https://ec.europa.eu/germany/news/20200428-green-deal-kompass-aus-der-coronakrise_de.

EWK (2018). Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft": Stellungnahme zum sechsten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2016, Berlin, Münster, Stuttgart. Abgerufen am 08. April 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html.

EWK (2016). Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft": Stellungnahme zum fünften Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2015, Berlin, Münster, Stuttgart. Abgerufen am 08. April 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html.

IEA (2019). The Future of Hydrogen. Abgerufen am 08. April 2020 von https://www.capenergies.fr/wp-content/uploads/2019/07/the_future_of_hydrogen.pdf.

Oei, P.-Y., Lorenz, C., Schmalz, S., Brauers, H., Herpich, P., von Hirschhausen, C., Kemfert, C., Dröschel, B., Hildebrand, J., Horst, J., Klann, U., Matschoss, P., Porzig, M., Rau, I., Wern, B., Brautzsch, H.-U., Heimpold, G., Heinisch, K., Holtemöller, O., Schult, C., Hermann, H., Heyen, D., Schumacher, K., Ziehm, C. (2019). Klimaschutz und Kohleausstieg: Politische Strategien und Maßnahmen bis 2030 und darüber hinaus. Abgerufen

am 08. April 2020 von https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/klimaschutz-kohleausstieg-politische-strategien.

Ueckerdt, F., Dargaville, R., Gils, H.-C., McConnell, D., Meinshausen, M., Scholz, Y., Schreyer, F., Wang, C. (2019). Australia's Power Advantage Energy Transition and Hydrogen Export Scenarios. Abgerufen am 08. April 2020 von https://www.energy-transition-hub.org/files/resource/attachment/australia_power_advantage_0.pdf.

UN (2015). Paris Agreement. Abgerufen am 08. April 2020 von https://unfccc.int/sites/default/files/english_paris_agreement.pdf.

Kapitel CO2-basierte Energiepreisreformen rasch angehen und richtig gestalten

Ciaglia, S., Fuest, C. und Heinemann, F. (2018). What a feeling? How to promote „European Identity". European Network for Economic and Fiscal Policy Research. Abgerufen am 01. Mai 2020 von http://www.econ-pol.eu/publications/policy_report_9.

Edenhofer, O., Flachsland, C., Kalkuhl, M., Knopf, B., Pahle, M. (2019a). Bewertung des Klimapakets und nächste Schritte. CO_2-Preis, sozialer Ausgleich, Europa, Monitoring. Abgerufen am 01. Mai 2020 von https://www.mcc-berlin.net/fileadmin/data/B2.3_Publications/Working%20Paper/2019_MCC_Bewertung_des_Klimapakets_final.pdf.

Edenhofer, O., Flachsland, C., Kalkuhl, M., Knopf, B., Pahle, M. (2019b). Optionen für eine CO_2-Preisreform. MCC-PIK-Expertise für den Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung. Abgerufen am 01. Mai 2020 von https://www.mcc-berlin.net/fileadmin/data/B2.3_Publications/Working%20Paper/2019_MCC_Optionen_für_eine_CO2-Preisreform_final.pdf.

Mehling, M.A., van Asselt, H., Das, K., Droege, S., Verkuijl, C. (2019). Designing Border Carbon Adjustments for Enhanced Climate Action. The American Journal of International Law, 113(3), 433-481.

Schenker, O., Koesler, S., Löschel, A. (2018). On the Effects of Unilateral Environmental Policy on Offshoring in Multi-Stage Production Processes. Canadian Journal of Economics, 51(4), 1221-1256.

Weiterführende Literatur zu Kapitel 2:

Alexeeva-Talebi, V., Böhringer, C., Löschel, A., Voigt, S. (2012). The Value-Added of Sectoral Disaggregation: Implications on Competitive Consequences of Climate Change Policies. Energy Economics, 34(Supplement 2), 127-142.

Bach, S., Isaak, N., Kemfert, C., Kunert, U., Schill, W.-P., Wägner, N., Zaklan, A. (2019). Für eine sozialverträgliche CO_2-Bepreisung. Abgerufen am 01. Mai 2020 von https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.635193.de/diwkompakt_2019-138.pdf.

BMU (2019). Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050. Abgerufen am 01. Mai 2020 von https://www.bundesregierung.de/resource/blob/975226/1679914/e01d6bd855f09bf05cf7498e06d0a3ff/2019-10-09-klima-massnahmen-data.pdf?download=1.

Deutscher Bundestag (2018). WTO-Konformität eines Grenzsteuerausgleichs bei nationalen Umwelt- und Klimaschutzmaßnahmen. WD 5 - 3000 - 035/18. Abgerufen am 01. Mai 2020 von https://www.bundestag.de/resource/blob/550298/73381c7f00dc8c3e70bdbbb68a8e7673/wd-5-035-18-pdf-data.pdf.

Energate (2020). Coronakrise lässt EEG-Umlage steigen. Abgerufen am 01. Mai 2020 von https://www.energate-messenger.de/news/201901/coronakrise-laesst-eeg-umlage-steigen.

EU-KOM (2019a). Der europäische Grüne Deal. COM(2019) 640 final. Abgerufen am 01. Mai 2020 von https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/european-green-deal-communication_de.pdf.

EU-KOM (2019b). Evaluation of the Council Directive 2003/96/EC of 27 October 2003 restructuring the

Community framework for the taxation of energy products and electricity. Abgerufen am 01. Mai 2020 von https://ec.europa.eu/taxation_customs/sites/taxation/files/energy-tax-report-2019.pdf.

EWK (2019). Stellungnahme zum zweiten Fortschrittsbericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2017, Berlin, Münster, Stuttgart. Abgerufen am 01. Mai 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html.

Hepburn, C., Mattauch, L., Combet, E., Edenhofer, O., Klenert, D., Rafaty, R. und Stern, N. (2018). Making carbon pricing work for citizens, Nature Climate Change, (8), S. 669-677.

Löschel, A., Hepburn, C., Kaltenegger, O. und Mattauch, L. (2017): Schriftliche Stellungnahme zur öffentlichen Anhörung zu dem Gesetzesentwurf der Bundesregierung „Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Energie- und des Stromsteuergesetzes“. BT-Drucksache 18/11493. Abgerufen am 01. Mai 2020 von https://www.bundestag.de/resource/blob/506524/80c6bfe49e29b364a1fa28cbc76303b0/07-data.pdf.

Oei, P.-Y., Hermann, H., Herpich, P., Holtemöller, O., Lünenbürger, B., Schult, C. (2020). Coal Phase-Out in Germany - Implications and Policies for Affected Regions. Energy, 196, 117004.

Oei, P.-Y., Lorenz, C., Schmalz, S., Brauers, H., Herpich, P., von Hirschhausen, C., Kemfert, C., Dröschel, B., Hildebrand, J., Horst, J., Klann, U., Matschoss, P., Porzig, M., Rau, I., Wern, B., Brautzsch, H.-U., Heimpold, G., Heinisch, K., Holtemöller, O., Schult, C., Hermann, H., Heyen, D., Schumacher, K., Ziehm, C. (2019). Klimaschutz und Kohleausstieg: Politische Strategien und Maßnahmen bis 2030 und darüber hinaus. Abgerufen am 01. Mai 2020 von https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/klimaschutz-kohleausstieg-politische-strategien.

Kapitel Zertifizierung auf den Green Deal ausrichten

acatech (2018). CCU und CCS - Bausteine für den Klimaschutz in der Industrie (acatech POSITION). Herbert Utz Verlag, München. Abgerufen am 28.05.2020 von https://www.acatech.de/publikation/ccu-und-ccs-bausteine-fuer-den-klimaschutz-in-der-industrie-analyse-handlungsoptionen-und-empfehlungen/.

Cosbey, A., Droege, S., Fischer, C., Munnings, C. (2019). Developing Guidance for Implementing Border Carbon Adjustments: Lessons, Cautions, and Research Needs from the Literature. Review of Environmental Economics and Policy 13, 3–22. https://doi.org/10.1093/reep/rey020.

Freudendahl, D. (2016). Carbon capture and usage. Europäische Sicherheit & Technik, 65, 123.

Mehling, M.A., van Asselt, H., Das, K., Droege, S. (2018). Beat protectionism and emissions at a stroke. Nature, 559, 321–324. https://doi.org/10.1038/d41586-018-05708-7.

Mehling, M.A., van Asselt, H., Das, K., Droege, S., Verkuijl, C. (2019). Designing Border Carbon Adjustments for Enhanced Climate Action. The American Journal of International Law, 113(3), 433-481.

Weiterführende Literatur zu Kapitel 3:

EU Technical Expert Group on Sustainable Finance (2020a). Taxonomy: Final report of the Technical Expert Group on Sustainable Finance. Abgerufen am 28.05.2020 von https://ec.europa.eu/knowledge4policy/node/38192_de.

EU Technical Expert Group on Sustainable Finance (2020b). Usability Guide - TEG Proposal for an EU Green Bond Standard. Abgerufen am 28.05.2020 von https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/business_economy_euro/banking_and_finance/documents/200309-sustainable-finance-teg-green-bond-standard-usability-guide_en.pdf.

EU-KOM (2018a). Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über die Einrichtung eines Rahmens zur Erleichterung nachhaltiger Investitionen. COM/2018/353 final. Abgerufen am 28.05.20 von https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX%3A52018PC0353.

EU-KOM (2018b). Aktionsplan: Finanzierung nachhaltigen Wachstums. COM/2018/97 final. Abgerufen am 28.05.2020 von https://eur-lex.europa.eu/legal-content/de/TXT/?uri=CELEX:52018DC0097.

Europäisches Parlament (2018). Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. Abgerufen am 28.05.2020 von https://eur-lex.europa.eu/legal-content/de/TXT/?uri=CELEX:32018L2001.

Europäisches Parlament (2019). Verordnung (EU) 2019/631 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. April 2019 zur Festsetzung von CO_2-Emissionsnormen für neue Personenkraftwagen und für neue leichte Nutzfahrzeuge und zur Aufhebung der Verordnungen (EG) Nr. 443/2009 und (EU) Nr. 510/2011. Abgerufen am 28.05.2020 von https://eur-lex.europa.eu/legal-content/de/TXT/?uri=CELEX:32019R0631.

Gössling, S., Buckley, R. (2016). Carbon labels in tourism: persuasive communication? Journal of Cleaner Production, 111, 358–369. https://doi.org/10.1016/J.JCLEPRO.2014.08.067.

Li, Q., Long, R., Chen, H. (2017). Empirical study of the willingness of consumers to purchase low-carbon products by considering carbon labels: A case study. Journal of Cleaner Production, 161, 1237–1250. https://doi.org/10.1016/J.JCLEPRO.2017.04.154.

Shewmake, S., Cohen, M.A., Stern, P.C., Vandenbergh, M.P. (2015). Carbon triage: a strategy for developing a viable carbon labelling system, in: Handbook of Research on Sustainable Consumption. Edward Elgar Publishing, 285–299. https://doi.org/10.4337/9781783471270.00030.

Thøgersen, J., Nielsen, K.S. (2016). A better carbon footprint label. Journal of Cleaner Production, 125, 86–94. https://doi.org/10.1016/J.JCLEPRO.2016.03.098.

Vanclay, J.K., Shortiss, J., Aulsebrook, S., Gillespie, A.M., Howell, B.C., Johanni, R., Maher, M.J., Mitchell, K.M., Stewart, M.D., Yates, J. (2011). Customer Response to Carbon Labelling of Groceries. Journal of Consumer Policy, 34, 153–160. https://doi.org/10.1007/s10603-010-9140-7.

Kapitel Effizient aus der Kohle aussteigen und marktliche Signale stärken

Die Bundesregierung (2020). Kabinett beschließt Kohleausstiegsgesetz. Pressemitteilung am 29.01.2020. Abgerufen am 23. April 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2020/20200129-kabinett-beschliesst-kohleausstiegsgesetz.html.

Heinisch, K., Holtemöller, O., Schult, C. (2019). Power Generation and Structural Change: Quantifying Economic Effects of the Coal Phase-Out in Germany. IWH Discussion Papers, No. 16/2019. Abgerufen am 23. April von 2020 https://www.econstor.eu/bitstream/10419/201807/1/1671531043.pdf.

Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (2019). Abschlussbericht. Abgerufen am 23. April 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/abschlussbericht-kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaeftigung.pdf?__blob=publicationFile.

Newell, P., Mulvaney, D. (2013). The Political Economy of the ‘Just Transition’. The Geographical Journal, 179(2), 132-140.

Perino, G (2018). New EU ETS Phase 4 Rules Temporarily Puncture Waterbed. Nature Climate Change, 8, 262-264.

Weiterführende Literatur zu Kapitel 4:

EU-KOM (2019). Der europäische Grüne Deal. COM(2019) 640 final. Abgerufen am 23. April 2020 von https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/european-green-deal-communication_de.pdf.

EWK (2019). Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“: Stellungnahme zum zweiten Fortschrittsbericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2017, Berlin, Münster, Stuttgart. Abgerufen am 23. April 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html.

Iles, A. (2004). Mapping Environmental Justice in Technology Flows: Computer Waste Impacts in Asia. Global Environmental Politics, 4(4), 76-106.

Oei, P.-Y., Hermann, H., Herpich, P., Holtemöller, O., Lünenbürger, B., Schult, C. (2020a). Coal Phase-Out in Germany - Implications and Policies for Affected Regions. Energy, 196, 117004.

Oei, P.-Y-, Kendziorski, M., Herpich, P., Kemfert, C., von Hirschhausen, C. (2020b). Klimaschutz statt Kohleschmutz: Woran es beim Kohleausstieg hakt und was zu tun ist. Abgerufen am 23. April 2020 von https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.725608.de/diwkompakt_2020-148.pdf.

Oei, P.-Y., Lorenz, C., Schmalz, S., Brauers, H., Herpich, P., von Hirschhausen, C., Kemfert, C., Dröschel, B., Hildebrand, J., Horst, J., Klann, U., Matschoss, P., Porzig, M., Rau, I., Wern, B., Brautzsch, H.-U., Heimpold, G., Heinisch, K., Holtemöller, O., Schult, C., Hermann, H., Heyen, D., Schumacher, K., Ziehm, C. (2019). Klimaschutz und Kohleausstieg: Politische Strategien und Maßnahmen bis 2030 und darüber hinaus. Abgerufen am 23. April 2020 von https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/klimaschutz-kohleausstieg-politische-strategien.

Osorio, S., Pietzcker, R.C., Pahle, M., Edenhofer, O. (2020). How to Deal With the Risks of Phasing out Coal in Germany. Energy Economics, 87, 104730.

Pahle, M., Edenhofer, O., Pietzcker, R., Tietjen, O., Osorio, S., Flachsland, C. (2019). Die unterschätzten Risiken des Kohleausstiegs. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 69(6), 1-4.

Traeger, C., Perino, G., Pittel, K., Requate, T., Schmitt, A. (2019): Das Flexcap – eine innovative CO_2-Bepreisung für Deutschland. Abgerufen am 23. April 2020 von https://www.ifo.de/DocDL/sd-2019-18-traeger-perino-pittel-etal-co2-bespreisung-2019-09-26.pdf.

Kapitel Erneuerbare Energien beschleunigt ausbauen

DG Energy (2018). Non paper on complementary economic modelling undertaken by DG ENER regarding different energy policy scenarios including updated renewable energy technology costs in the context of Council and Parliament discussions of the recast of the renewable energy directive and the revision of the energy efficiency directive. Abgerufen am 17. Mai 2020 von https://elperiodicodelaenergia.com/wp-content/uploads/2018/03/Complementary-economic-modelling-non-paper.pdf.

DIW (2019). Strikte Mindestabstände bremsen den Ausbau der Windenergie. DIW Wochenbericht 48/2019, DIW Berlin.

FfE (2019). Regionalized Potential Assessment of Variable Renewable Energy Sources in Europe; IEEE, Ljubljana, November 2019; DOI: 10.1109/EEM.2019.8916317.

Grimm, V., Grübel, J., Rückel, B., Sölch, C., Zöttl, G. (2019). Storage investment and network expansion in distribution networks: The impact of regulatory frameworks in Applied Energy (262), 15. März 2020. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114017.

Grimm, V., Zöttl, G., Sölch, C. (2017). Regionalkomponenten bei der EE-Vergütung im Auftrag der Monopolkommission. Nürnberg, 17. Juli 2017. Abgerufen am 28. Mai 2020 von http://www.wirtschaftstheorie.wiso.uni-erlangen.de/wp-content/uploads/2017/10/20170810_Studie_RegionalkomponentenEE_mitAnhang.pdf.

VCI (2019). Roadmap Chemie 2050 - Auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen chemischen Industrie in Deutschland im Auftrag des VCI; München/Frankfurt, 2019.

Weiterführende Literatur zu Kapitel 5:

Bichler, M., Grimm, V., Kretschmer, S., Sutterer, P. (2019). Market Design for Renewable Energy Auctions: An Analysis of Alternative Auction Formats. Abgerufen am 28. Mai 2020 von https://ssrn.com/abstract=3417550 oder http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.3417550.

Kapitel Globale Schlüsseltechnologien für Wasserstoff und synthetische Energieträger

Fraunhofer (2017). Mittel- und langfristige Potenziale von PtL- und H2-Importen aus internationalen EE-Vorzugsregionen. Teilbericht im Auftrag des BMU, August 2017. Abgerufen am 28. Mai 2020 von http://www.energieversorgung-elektromobilitaet.de/includes/reports/Teilbericht_Potenziale_PtL_H2_Importe_FraunhoferIWES.pdf.

H2.B (2020). Positionspapier des Wasserstoffbündnis Bayern zur bayerischen Wasserstoffwirtschaft. Nürnberg, Mai 2020. Abgerufen am 28. Mai 2020 von https://h2.bayern/wp-content/uploads/2020/05/Positionspapier_Wasserstoffbuendnis_Bayern_052020_web.pdf.

NPM (2020a). Einsatzmöglichkeiten unter realen Rahmenbedingungen. 2. Kurzbericht der AG 2, Berlin, Juni 2020. Abgerufen am 10. Juni 2020 von https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2020/06/NPM-AG-2_Einsatzm%C3%B6glichkeiten-unter-realen-Rahmenbedingungen.pdf.

NPM (2019). Elektromobilität. Brennstoffzelle. Alternative Kraftstoffe – Einsatzmöglichkeiten aus technologischer Sicht. 1. Kurzbericht der AG 2, Berlin, November 2019. Abgerufen am 28. Mai 2020 von https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2019/11/NPM-AG-2-Elektromobilit%C3%A4t-Brennstoffzelle-Alternative-Kraftstoffe-Einsatzm%C3%B6glichkeiten-aus-technologischer-Sicht.pdf.

Runge, P., Sölch, C., Albert, J., Wasserscheid, P., Zöttl, G., Grimm, V. (2019). Economic comparison of different electric fuels for energy scenarios in 2035. Applied Energy, 233-234, 1078 - 1093. https://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.10.023.

Weiterführende Literatur zu Kapitel 6:

Metzner-Dinse, G. (2005). Wasserstoff, ein neuer und ungewohnter Kraftstoff. In: Rammler, S. (ed) Wasserstoffauto: zwischen Markt und Mythos. LIT Verlag, Münster.

Schmidt, A., Canzler, W., Epp, J. (2019). Welche Rolle kann Wasserstoff in der Energie- und Verkehrswende spielen?. In: Fraune, C., Knodt, M., Gölz, S., Langer, K. (eds) Akzeptanz und politische Partizipation in der Energietransformation. Energietransformation. Springer VS, Wiesbaden.

Stadelmann-Steffen, I., Ingold, K., Rieder, S., Dermont, C., Kammermann, L., Strotz, C. (2018). Akzeptanz erneuerbarer Energie. Interface Politikstudien – Forschung – Beratung. Bern.

Kapitel Industrielle Transformation durch klimaneutrale Produktion beschleunigen

Agora (2019). Klimaneutrale Industrie - Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement. Agora Energiewende. Abgerufen am 28. Mai 2020 von https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2018/Dekarbonisierung_Industrie/164_A-EW_Klimaneutrale-Industrie_Studie_WEB.pdf.

Bosch (2019). Klimaschutz: Bosch ab 2020 weltweit CO_2-neutral. Pressemeldung vom 09.05.2019. Bosch. Abgerufen am 28. Mai 2020 von https://www.bosch-presse.de/pressportal/de/de/klimaschutz-bosch-ab-2020-weltweit-co2-neutral-188800.html.

Daimler (2019). „Ambition2039“: Unser Weg zu nachhaltiger Mobilität. Pressemeldung vom 13.5.2019. Daimler. Abgerufen am 28. Mai 2020 von https://www.daimler.com/investoren/berichte-news/finanznachrichten/20190513-ambition-2039.html.

EEA (2020). Total greenhouse gas emission trends and projections in Europe. European Environment Agency. Abgerufen am 28. Mai 2020 von https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/greenhouse-gas-emission-trends-6/assessment-3.

GGP (2011). Corporate Value Chain (Scope 3) Accounting and Reporting Standard - Supplement to the GHG Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard. World Resources Institute and World Business Council for Sustainable Development, Greenhouse Gas Protocol, September 2011. Abgerufen am 28. Mai 2020 von https://ghgprotocol.org/standards/scope-3-standard.

Roland Berger (2019). Wie der klimaneutrale Umbau des Industriestandorts Deutschland gelingen kann. Abgerufen am 28. Mai 2020 von https://www.rolandberger.com/de/Point-of-View/Klimaschutz-in-der-deutschen-Industrie-Herausforderungen-und-L%C3%B6sungsans%C3%A4tze.html.

Kapitel Infrastrukturen koordiniert ausbauen

BDEW (2020). Elektromobilität – Ausbau der Ladeinfrastruktur. Abgerufen am 28. Mai 2020 von https://www.bdew.de/media/documents/PI_20191211_ZdW_Ausbau-Ladeinfrastruktur-ab-2015.pdf.

Europäisches Parlament (2014). Richtlinie 2014/94/EU des europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Oktober 2014 über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe. Abgerufen am 28. Mai 2020 von https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32014L0094&from=de.

e-Highway2050 (2015). Europe's future secure and sustainable electricity infrastructure. e-Highway2050 project results, November 2015. Abgerufen am 28. Mai 2020 von https://docs.entsoe.eu/baltic-conf/bites/www.e-highway2050.eu/fileadmin/documents/e_highway2050_booklet.pdf.

FNB Gas (2020). Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030. Konsultation, 4. Mai 2020. Abgerufen am 28. Mai 2020 von https://www.fnb-gas.de/media/2020_04_30_fnb_gas_2020_nep_konsultation_de.pdf.

H2 MOBILITY (2020). H2 tanken. Abgerufen am 28. Mai 2020 von https://h2.live/.

NPM (2020b). Kundenfreundliches Laden – Fokus öffentliche Ladeinfrastruktur. Themenpapier der AG 5, April 2020. Abgerufen am 28. Mai 2020 von https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2020/04/NPM-AG-5-Kundenfreundliches-Laden-Fokus-%C3%B6ffentliche-Ladeinfrastruktur.pdf.

NPM (2020c). Bedarfsgerechte und wirtschaftliche öffentliche Ladeinfrastruktur – Plädoyer für ein dynamisches NPM-Modell. Bericht der AG 5, April 2020. Abgerufen am 28. Mai 2020 von https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2020/04/NPM-AG-5-Bedarfsgerechte-und-wirtschaftliche-%C3%B6ffentliche-Ladeinfrastruktur.pdf.

Transport & Environment (2020). Recharge EU: How many charge points will Europe and its Member states need in the 2020s. January 2020. Abgerufen am 28. Mai 2020 von https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/01%202020%20Draft%20TE%20Infrastructure%20Report%20Final.pdf.

Kapitel 9: Energieeffizienz systemisch denken

Bode, V., Wiest, K. (2017). Selbstgenutztes Wohneigentum: regionale Unterschiede in Deutschland und Europa. N aktuell 11 (11.2017) 9, Leibnitz-Institut für Länderkunde. Leipzig. Abgerufen am 07. Mai 2020 von http://aktuell.nationalatlas.de/wp-content/uploads/17_09_selbstgenutztes_Wohneigentum.pdf.

Europäischer Ausschuss der Regionen (2017). Stellungnahme des Europäischen Ausschusses der Regionen — Ein EU-Aktionsplan für den Radverkehr. (2017/C 088/10). Amtsblatt der Europäischen Union C88/49. Brüssel. Abgerufen am 06. Mai 2020 von https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52016IR1813&from=DE.

EU-KOM (2019). Statistical Pocketbook 2019 – EU Transport in figures. Europäische Kommission. Luxemburg. Abgerufen am 15. Mai 2020 von https://ec.europa.eu/transport/facts-fundings/statistics/pocketbook-2019_en.

Europäisches Parlament (2019). Neue CO_2-Emissionsgrenzwerte für Pkw und Transporter gefordert. Pressemitteilung Europäisches Parlament. Brüssel. Abgerufen von 01. Mai 2020 von https://www.europarl.europa.eu/news/de/press-room/20190321IPR32112/neue-co2-emissionsgrenzwerte-fur-pkw-und-transporter-gefordert.

Hepburn, C., O'Callaghan, B., Stern, N., Stiglitz, J., Zenghelis, D. (2020). Will COVID-19 fiscal recovery packages accelerate or retard progress on climate change?, Accepted in *Oxford Review of Economic Policy*.

PA Consulting (2020). CO2 EMISSIONS ARE INCREASING. CAR MAKERS MUST ACT. PA Consulting. London. Abgerufen am 01. Mai 2020 von https://www2.paconsulting.com/rs/526-HZE-833/images/PA-CO2-Report-2019_2020.pdf.

van Gijlswijk, R., Ligterink, N. E. (2018). Real-world fuel consumption of passenger cars based on monitoring of Dutch fuel pass data 2017. TNO. Den Haag. Abgerufen am 01. Mai 2020 von http://publications.tno.nl/publication/34626700/cEr4Yt/TNO-2018-R10371.pdf.

Weiterführende Literatur zu Kapitel 9:

BASt (Bundesanstalt für Straßenwesen) (2017). Feldversuch mit Lang-Lkw in Deutschland 01.01.2012 bis 31.12.2016. Vortrags- und Diskussionsveranstaltung der DVWG. Wuppertal. Abgerufen am 15. Mai 2020 von https://www.bast.de/BASt_2017/DE/Verkehrstechnik/Fachthemen/v1-lang-lkw/Praesentation-06072017.pdf;jsessionid=2C6D25C9B867845D0AD63E197DBCD4B4.live11294?__blob=publicationFile&v=1.

Doll, C., Fiorello, D. Pastori, E., Reynaud, C., Klaus, P., Lückmann, P., Hesse, K., Kochsiek, J. (2009). Long-Term Climate Impacts of the Introduction of Mega-Trucks. Study for the Community of European Railway and Infrastructure Companies (CER). Karlsruhe. Abgerufen am 15. Mai 2020 von http://www.cer.be/sites/default/files/publication/090512_cer_study_megatrucks.pdf.

EU-KOM (2017). Verordnung (EU) 2017/2400 der Kommission vom 12. Dezember 2017 zur Durchführung der Verordnung (EG) Nr. 595/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates hinsichtlich der Bestimmung der CO_2-Emissionen und des Kraftstoffverbrauchs von schweren Nutzfahrzeugen sowie zur Änderung der Richtlinie 2007/46/EG des Europäischen Parlaments und des Rates sowie der Verordnung (EU) Nr. 582/2011 der Kommission.

ITF (International Transport Forum) (2019). High Capacity Transport. Towards Efficient, Safe and Sustainable Road Freight. International Transport Forum Policy Papers, No. 69, OECD Publishing.

Liedtke, G. (2016). Verkehrsverlagerungspotenzial auf den Schienengüterverkehr in Deutschland. Berlin (nicht veröffentlicht).

Löschel, A., Erdmann, G., Staiß, F., Ziesing, H. (2016). Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft": Stellungnahme zum fünften Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2015. Berlin, Münster, Stuttgart. Abgerufen am 01. Mai 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/V/fuenfter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft-stellungnahme.pdf?__blob=publicationFile&v=7.

Plötz, P., Gnann, T., Wietschel, M. Kluschke, P., Doll, C., Hacker, F., Blanck, R., Kühnel, S., Jöhrens, J., Helms, H., Lambrecht, U., Dünnebeil, F. (2018). Alternative Antriebe und Kraftstoffe im Straßengüterverkehr – Handlungsempfehlungen für Deutschland. Fraunhofer ISI, Öko-Institut, ifeu. Karlsruhe, Berlin, Heidelberg. Abgerufen am 01. Mai 2020 von https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Thesen-Zukunft-StrGueterverkehr.pdf.

Seibt, T.; Harloff, T.; Baumann, U. (2020). Verbot von Verbrenner-Fahrzeugen – Das sind die Fahrpläne der Länder. Auto, Motor und Sport, 05.02.2020. Abgerufen am 1. Mai 2020 von https://www.auto-motor-und-sport.de/verkehr/verbrenner-aus-immer-mehr-verbote-zukunft-elektroauto/.

Sonntag, H.; Liedtke, G. (2015). Studie zu Wirkungen ausgewählter Maßnahmen der Verkehrspolitik auf den Schienengüterverkehr in Deutschland - Modal Split der Transportleistungen und Beschäftigung. Im Auftrag von Allianz pro Schiene e.V. Berlin. Abgerufen am 01. Mai 2020 von https://www.allianz-pro-schiene.de/wp-content/uploads/2015/10/studie_verlagerung_riesen_lkw.pdf.

UBA (Umweltbundesamt) (2019). Entwicklung und Bewertung von Maßnahmen zur Verminderung von CO_2-Emissionen von schweren Nutzfahrtzeugen. Abschlussbericht. Texte 12/2019. Abgerufen am 01. Mai 2020 von https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-02-19_texte_12-2019_co2-minderung-schwere-nutzfahrzeuge.pdf.

Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestages (2019). Verbot von Verbrennungsmotoren in Europa. WD 8 - 3000 - 048/19. Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestages. Berlin. Abgerufen am 01. Mai 2020 von https://www.bundestag.de/resource/blob/651454/e949b6b43bd9b5ac738510e556e611e6/WD-8-048-19-pdf-data.pdf.

Kapitel Privates Kapital stärker für Green Finance aktivieren

Bioy, H. und Stuart, E. (2020). Investing in Times of Climate Change. An Expanding Array of Choices for Climate-Aware Investors. Morningstar Manager Research, Chicago.

Climate Bonds Initiative (2020). Green Bonds Reach Record $255bn for CY 2019 - New Milestone. $350-400bn Climate Bonds initial forecast for 2020. $1trillion in annual green investment in sight for early 2020s. Pressemitteilung. Climate Bonds Initiative. Abgerufen am 03. Februar 2020 von https://www.climatebonds.net/files/releases/media_release-green_bonds_255bn_in_2019-new_global_record-latest_cbi_figures_-16012020.pdf.

Europäische Kommission (2020c). Standpunkt des Rates in erster Lesung im Hinblick auf den Erlass einer VERORDNUNG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES über die Einrichtung eines Rahmens zur Erleichterung nachhaltiger Investitionen und zur Änderung der Verordnung (EU) 2019/2088. Europäische Kommission. Abgerufen am 20. April 2020 von https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CONSIL:ST_5639_2020_INIT.

Finance (2019). Neuer Rekord am Green-Bond-Markt. Finance Magazin. Abgerufen am 20. April 2020 von https://www.finance-magazin.de/finanzierungen/alternative-finanzierungen/neuer-rekord-am-green-bond-markt-2039811/.

Hafner, C., Häßler, R. D., Shahyari, P. (2020). Kurswechsel bei deutschen Banken. WWF-Rating zur Integration von Nachhaltigkeit in Kerngeschäftsfeldern der 14 größten Banken Deutschlands. Abgerufen am 15. April 2020 von https://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/WWF-Bankenrating.pdf.

IIGCC (2019). Open letter to EU leaders. The Institutional Investors Group on Climate Change (IIGCC), London. Abgerufen am 29. Januar 2020 von https://www.iigcc.org/resource/iigcc-investor-letter-eu-net-zero-target/.

SFSG (2018). G20 Argentina 2018. Sustainable Finance Study Group. Synthesis Report. Abgerufen am 19. März 2020 von http://www.g20.utoronto.ca/2018/g20_sustainable_finance_synthesis_report.pdf.

Sustainable Finance (2020). Zwischenbericht. Die Bedeutung einer nachhaltigen Finanzwirtschaft für die große Transformation. Sustainable Finance-Beirat der Bundesregierung. Abgerufen am 19. März 2020 von https://sustainable-finance-beirat.de/wp-content/uploads/2020/03/200306_SFB-Zwischenbericht_DE.pdf.

TEG (2020). Taxonomy: Final report of the Technical Expert Group on Sustainable Finance. EU Technical Expert Group on Sustainable Finance. Abgerufen am 17. März 2020 von https://ec.europa.eu/knowledge4policy/publication/sustainable-finance-teg-final-report-eu-taxonomy_en.

The Investor Agenda (2020). The Investor Agenda: A sustainable recovery from the Covid-19 pandemic. Abgerufen am 13. Mai 2020 von http://theinvestoragenda.org/wp-content/uploads/2020/05/THE_INVESTOR_AGENDA_A_SUSTAINABLE_RECOVERY_FROM_COVID-19.pdf.

Weiterführende Literatur zu Kapitel 10:

BaFin (2020). Merkblatt zum Umgang mit Nachhaltigkeitsrisiken. Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht. Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht. Abgerufen am 22. April 2020 von https://www.bafin.de/SharedDocs/Downloads/DE/Merkblatt/dl_mb_Nachhaltigkeitsrisiken.html.

Clarkson, P. M., Li, Y., Pinnuck, M., Richardson, G. D. (2015). The Valuation Relevance of Greenhouse Gas Emissions under the European Union Carbon Emissions Trading Scheme. European Accounting Review, 24 (3), 551-580.

Downar, B., Ernstberger, J., Rettenbacher, H., Schwenen, S., Zaklan, A. (2019). Fighting Climate Change with Disclosure? The Real Effects of Mandatory Greenhouse Gas Emission Disclosure. Discussion Paper DIW. Abgerufen am 13. Mai 2020 von https://www.diw.de/de/diw_01.c.616045.de/publikationen/diskussionspapiere/2019_1795/fighting_climate_change_with_disclosure_the_real_effects_of_mandatory_greenhouse_gas_emission_....html.

Europäische Kommission (2019). Vereint für Energieunion und Klimaschutz – die Grundlage für eine erfolgreiche Energiewende schaffen. COM(2019) 285 final. Europäische Kommission. Abgerufen am 20. April 2020 von https://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2019/DE/COM-2019-285-F1-DE-MAIN-PART-1.PDF.

Europäische Kommission (2020a). EUCO scenarios. Europäische Kommission. Abgerufen am 23. April 2020 von https://ec.europa.eu/energy/data-analysis/energy-modelling/euco-scenarios_en?redir=1.

Europäische Kommission (2020b). Investitionsplan für ein zukunftsfähiges Europa. Investitionsplan für den europäischen Green Deal. COM(2020) 21 final. Europäische Kommission. Abgerufen am 02. April 2020 von https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0021&from=DE.

Griffin, P. A., Lont, D. H., Sun, E. Y. (2017). The relevance to investors of greenhouse gas emission disclosures. Contemporary Accounting Research, 34(2), 1265-1297.

Haldane, A. G. (2016). The cost of short-termism. Michael Jacobs and Mariana Mazzucato (Herausgeber): Rethinking Capitalism: Economics and Policy for Sustainable and Inclusive Growth (Political Quarterly Special Issues) 5. August 2016.

Holtermann, F. und Maisch, M. (2019). Klimaschäden sind ein unbewertetes Risiko bei Banken. Handelsblatt, 17.09.2019. Abgerufen am 24. April 2020 von https://www.handelsblatt.com/finanzen/banken-versicherungen/bilanzen-klimaschaeden-sind-ein-unbewertetes-risiko-fuer-die-banken/25020332.html?ticket=ST-659110-p62wLjFEVV3mvutShuDr-ap6.

Jürgens, I. und Hessenius, M. (2019). How relevant is corporate GHG information about firms in and outside the EU-Emissions Trading Scheme? An econometric analysis of information asymmetry and firm value. Paper presented at EAERE 2019, Manchester, 29 June 2019.

Matsumura, E. M., Prakash, R., Vera-Muñoz, S. C. (2014). Firm-value effects of carbon emissions and carbon disclosures. The Accounting Review, 89(2), 695-724.

Schiemann, F., Busch, T., Bassen, A., Klein, C., Jürgens, I., Moslener, U., Wilkens, M. (2019). Verpflichtende klimabezogene Unternehmensberichterstattung als Mittel zur Reduzierung von CO_2-Emissionen - Policy Brief (Policy Brief – 2/2019). Wissenschaftsplattform Sustainable Finance in Kooperation mit BMBF-Projekt „Klimaberichterstattung als Instrument zur CO_2-Reduktion (CRed)“. Abgerufen am 13. Mai 2020 von https://www.diw.de/documents/dokumentenarchiv/17/diw_01.c.680026.de/sfrp_policybrief2_disclosure_de.pdf.

Schiemann, F. und Sakhel, A. (2019). Carbon Disclosure, Contextual Factors, and Information Asymmetry: The Case of Physical Risk Reporting. European Accounting Review, 28(4), 791-818.

Kapitel Governance der Energieunion kohärent ausgestalten

acatech, Leopoldina und Akademienunion (2018). Governance für die Europäische Energieunion. Gestaltungsoptionen für die Steuerung der EU-Klima und Energiepolitik bis 2030. Abgerufen am 08. Mai 2020 von https://www.acatech.de/publikation/governance-fuer-die-europaeische-energieunion/.

Löschel, A., Hepburn, C., Kaltenegger, O., Mattauch, L. (2017). Schriftliche Stellungnahme zur öffentlichen Anhörung zu dem Gesetzesentwurf der Bundesregierung "Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Energie- und des Stromsteuergesetzes“. BT-Drucksache 18/11493. Abgerufen am 08. Mai 2020 von https://www.bundestag.de/resource/blob/506524/80c6bfe49e29b364a1fa28cbc76303b0/07-data.pdf.

Oppermann, B., Renn, O. (2019). Partizipation und Kommunikation in der Energiewende. Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft. Abgerufen am 08. Mai 2020 von https://energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/PDFs/ESYS_Analyse_Partizipation_Kommunikation.pdf.

Paltsev, S., Chen, Y.-H. H., Karplus, V., Kishimoto, P., Reilly, J., Löschel, A., Koesler, S. (2018). Reducing CO_2 from Cars in the European Union. Transportation, 45, 573-595.

Vogt-Schilb, A., Meunier, G., Hallegatte, S. (2018). When starting with the most expensive option makes sense: Optimal timing, cost and sectoral allocation of abatement investment. Journal of Environmental Economics and Management, 88, 210-233.

Weiterführende Literatur zu Kapitel 11:

EU-KOM (2019). Saubere Energie für alle Europäer: Kommission begrüßt Annahme neuer Vorschläge für die Gestaltung des Strommarkts durch das Europäische Parlament. Abgerufen am 08. Mai 2020 von https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/IP_19_1836.

EWK (2018). Stellungnahme zum sechsten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2016, Berlin, Münster, Stuttgart. Abgerufen am 08. Mai 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html.

EWK (2016). Stellungnahme zum fünften Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2015, Berlin, Münster, Stuttgart. Abgerufen am 08. Mai 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html.