

Unterrichtung

durch die Bundesregierung

Erster Fortschrittsbericht Energiewende

Inhaltsverzeichnis

	Seite
Einleitung	5
Teil I – Monitoring-Bericht 2014	9
I.1 Erneuerbare Energien	13
I.1.1 Zielsetzungen.....	13
I.1.2 Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch ...	13
I.1.3 Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch für Wärme	14
I.1.4 Anteil erneuerbarer Energien im Verkehrssektor	16
I.1.5 Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch.....	17
I.1.6 EEG-Förderkosten.....	19
I.1.7 Merit-Order-Effekt durch erneuerbare Energien	24
I.2 Energieverbrauch und Energieeffizienz	25
I.2.1 Energieverbrauch.....	25
I.2.2 Energieeffizienz.....	30
I.3 Energetische Gebäudesanierung und energieeffizientes Bauen ..	34
I.3.1 Gebäuderelevanter Endenergieverbrauch – Wärmebedarf.....	34
I.3.2 Primärenergiebedarf	37
I.3.3 Sanierung des Gebäudebestands und Investitionen in den Gebäudesektor.....	39
I.4 Verkehr	41
I.4.1 Energieverbrauch im Verkehrssektor	41
I.4.2 Verkehrsleistung im Personen- und Güterverkehr.....	42
I.4.3 Bestand an mehrspurigen Fahrzeugen mit elektrifiziertem Antrieb ..	44
I.4.4 Durchschnittlicher Kraftstoffverbrauch neu zugelassener Pkw/Kombis.....	45

	Seite
I.5 Treibhausgasemissionen	46
I.5.1 Entwicklung der Treibhausgasemissionen	46
I.5.2 Entwicklung der durch erneuerbare Energien vermiedenen Emissionen	51
I.6 Strommarkt und Versorgungssicherheit	53
I.6.1 Kraftwerksbestand	53
I.6.2 Kraftwerksplanung	59
I.7 Netzbestand und Netzausbau	62
I.7.1 Stromnetzbestand	62
I.7.2 Stromnetzausbau	63
I.7.3 Netzinvestitionen und Netzentgelte	66
I.7.4 Stabilität und Qualität der Stromnetze	68
I.7.5 Erdgas	72
I.8 Energiepreise und Energiekosten	75
I.8.1 Energiepreise	75
I.8.2 Energiekosten	86
I.9 Energieforschung und Innovationen	92
I.9.1 Forschung und Entwicklung	92
I.9.2 Neuerungen von Energietechnologien	95
I.9.3 Marktverbreitung innovativer Energietechnologien	97
I.10 Gesamtwirtschaftliche Effekte der Energiewende	100
I.10.1 Investitionen	100
I.10.2 Außenwirtschaftliche Impulse	102
I.10.3 Preiseffekte und Wachstumsimpulse	104
I.10.4 Beschäftigungseffekte	106
Teil II – Zielarchitektur und Ziele des Energiekonzepts	111
II.1 Ziele des Energiekonzepts	112
II.1.1 Politische Ziele	114
II.1.2 Kernziele	115
II.2 Erneuerbare Energien	116
II.2.1 Maßnahmen im Strombereich	116
II.2.2 Ausblick	116
II.2.3 Die grundlegende Reform des EEG 2014	117
II.3 Energieverbrauch und Energieeffizienz	120
II.3.1 Breiter Maßnahmenmix zur Steigerung der Energieeffizienz	120
II.3.2 Ausblick	125
II.3.3 Schlussfolgerungen	126

	Seite
II.4 Energetische Gebäudesanierung und energieeffizientes Bauen ..	127
II.4.1 Maßnahmen im Gebäudesektor	127
II.4.2 Ausblick.....	131
II.4.3 Schlussfolgerungen.....	132
II.5 Verkehr.....	133
II.5.1 Maßnahmen im Sektor Verkehr	133
II.5.2 Ausblick.....	137
II.5.3 Schlussfolgerungen.....	137
II.6 Treibhausgasemissionen	138
II.6.1 Treibhausgasemissionen und Erreichung des Klimaziels 2020.....	138
II.6.2 Schlussfolgerungen.....	142
Teil III – Rahmenbedingungen für die Energiewende.....	143
III.1 Strommarkt und Versorgungssicherheit.....	144
III.1.1 Diskussion um ein langfristig tragfähiges Strommarktdesign	144
III.1.2 Kraft-Wärme-Kopplung	145
III.1.3 Versorgungssicherheit	147
III.2 Netzbestand und Netzausbau	149
III.2.1 Maßnahmen im Bereich der Strom- und Gasnetze.....	149
III.2.2 Ausblick.....	154
III.2.3 Schlussfolgerungen.....	156
III.3 Energieversorgung im europäischen und internationalen Kontext.....	158
III.3.1 Der bisherige energie- und klimapolitische EU-Rahmen	158
III.3.2 Weiterentwicklung der EU-Energiepolitik	161
III.3.3 Internationale Verflechtung und deutsche Energieaußenpolitik.....	163
III.3.4 Weiterentwicklung der internationalen Energieaußenpolitik	164
III.4 Energiepreise und Energiekosten.....	165
III.4.1 Maßnahmen für wettbewerbsfähige und bezahlbare Energiepreise ..	165
III.4.2 Ausblick.....	167
III.4.3 Energieausgaben.....	169
III.5 Energieforschung und Innovationen	170
III.5.1 Maßnahmen der Energieforschungs- und Innovationspolitik.....	170
III.5.2 Forschungs- und Innovationspolitik zur Unterstützung der Energiewende.....	172
III.6 Gesamtwirtschaftliche Effekte der Energiewende.....	174
III.6.1 Investitionen	174
III.6.2 Außenwirtschaftliche Impulse.....	175
III.6.3 Preiseffekte und Wachstumsimpulse.....	176
III.6.4 Beschäftigungseffekte	177

	Seite
III.7 Umweltverträglichkeit	179
III.8 Akzeptanz der Energiewende	180
III.8.1 Aktuelle Befragungsergebnisse	180
III.8.2 Maßnahmen zur Steigerung der Akzeptanz	181
III.8.3 Koordinierung und Zusammenarbeit	182
Glossar	184
Literatur- und Quellenverzeichnis	191
Anlage Stellungnahme der Expertenkommission zum ersten Fortschrittsbericht	197

Einleitung

Das Energiekonzept der Bundesregierung bildet den Kompass für die Energiewende. Es beschreibt den Weg in eine sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Zukunft der Energieversorgung. Kostengünstige Lösungen schaffen die Voraussetzung, um die Bezahlbarkeit von Energie für die Verbraucherinnen und Verbraucher zu erhalten. Dabei sind die Beweggründe für die Energiewende vielfältig: Mit der Energiewende soll der Ausstieg aus der Kernenergie ermöglicht werden. Im Jahr 2022 wird das letzte Kernkraftwerk in Deutschland abgeschaltet. Außerdem soll mit der Energiewende auch die Umsetzung der Klimaschutzziele erreicht werden. Der Ausstoß von Treibhausgasen bis zum Jahr 2020 soll um mindestens 40 Prozent und bis 2050 um mindestens 80 Prozent gegenüber 1990 gesenkt werden. Richtig aufgesetzt kann die Energiewende entscheidend zur Modernisierung des Industriestandortes Deutschland und damit zu Wachstum und Beschäftigung beitragen. Die Abhängigkeit von Öl- und Gasimporten soll vermindert werden. Versorgungssicherheit und die Entwicklung der Energiepreise sind zentrale Herausforderungen für die Wettbewerbsfähigkeit des Industriestandortes Deutschland. Daran entscheidet sich maßgeblich wie attraktiv die Energiewende für mögliche Nachahmer im Ausland ist. Die Energiewende wird aber nur dann Akzeptanz und Nachahmer finden, wenn sie bezahlbar bleibt und Kosteneffizienz und Wirtschaftlichkeit Leitkriterium bleiben.

Die Energiewende basiert auf zwei Säulen: erneuerbare Energien und Energieeffizienz. Erneuerbare Energien sollen bis 2030 die Hälfte unserer Stromversorgung zur Verfügung stellen. Gleichzeitig soll Energie noch effizienter genutzt werden. Für den Erfolg der Energiewende soll diese „zweite Säule“ deutlich mehr Gewicht erhalten. Denn nur auf der Basis einer ambitionierten Effizienzstrategie ist der Umbau unserer Energieversorgung ökonomisch, ökologisch, sozial und gesellschaftlich sinnvoll zu leisten. Wirtschaftlich einsetzbare Effizienztechnologien sind verfügbar. In allen Sektoren kann bereits mit den vorhandenen Effizienztechnologien der Energieverbrauch deutlich vermindert und damit die Energiekosten wirksam gesenkt werden. Effizienzinvestitionen zahlen sich schon heute vielfach aus.

Der Umbau der Energieversorgung erfolgt im Kern auf Grundlage des Energiekonzepts der Bundesregierung vom September 2010 und den energiepolitischen Beschlüssen des Bundestages aus 2011. Diese Beschlüsse hat die Bundesregierung mit dem zweiten Monitoring-Bericht am 8. April 2014 bestätigt. Rund 20 quantitative Zielgrößen für die kommenden Jahre geben die Grundrichtung des Umbaus vor, bisher allerdings ohne diese Zielvielfalt zu strukturieren.

Eine Zielarchitektur wird vorgelegt. Die Energiewende wird dann gelingen, wenn die verschiedenen Ziele und Maßnahmen optimal ineinander greifen. Eine klare und überschaubare Zielarchitektur, die auf der Maßnahmenebene die nötige Flexibilität bewahrt, wird daher die Basis für den komplexen Prozess des Umbaus der Energieversorgung bilden.

Aufgabe des Monitoring-Prozesses „Energie der Zukunft“

Der Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ hat im Kern drei Aufgaben: Überblick, Evaluation und Ausblick. Der Monitoring-Prozess begleitet somit die Entwicklung der Energiewende kontinuierlich.

1. **Überblick:** Aufgabe des Monitoring-Prozesses ist es, einen faktenbasierten Überblick über den Fortschritt bei der Umsetzung der Energiewende zu geben. Zu diesem Zweck muss die Vielzahl der verfügbaren energiestatistischen Informationen auf eine überschaubare Anzahl ausgewählter Kenngrößen (Indikatoren) verdichtet und verständlich aufbereitet werden.
2. **Evaluation:** Mit dem Monitoring-Prozess wird fortlaufend überprüft, ob die Ziele aus dem Energiekonzept erreicht werden und wie die Maßnahmen wirken. Bei absehbaren Zielverfehlungen werden Maßnahmen vorgeschlagen, um die Ziele zu erreichen.
3. **Ausblick:** Der Fortschrittsbericht im Rahmen dieses Monitoring-Prozesses analysiert erstmalig nicht nur den Stand der Energiewende, sondern skizziert auch die Entwicklungen der kommenden Jahre. Dazu wurde ein wissenschaftliches Konsortium beauftragt, eine Prognose der zukünftigen energiewirtschaftlichen Entwicklung zu erarbeiten. Mit Hilfe dieser und anderer Arbeiten werden möglichst wahrscheinliche Entwicklungen vorgestellt und Handlungsempfehlungen abgeleitet.

Energiestatistische Grundlagen des Monitoring-Prozesses

Der Fortschrittsbericht stützt sich auf energiestatistische Daten.

- Zentrale Datenquelle ist die amtliche Energiestatistik. Die statistischen Ämter des Bundes und der Länder erheben auf Basis des 2003 in Kraft getretenen Energiestatistikgesetzes für die Bereiche Elektrizität, Kraft-Wärme-Kopplung, Gas, Kohleimporte und -exporte, erneuerbare Energien sowie für die Energieverwendung in der Industrie ein Datengerüst, das den Kern der deutschen Energiestatistik bildet.
- Für den Mineralölbereich werden Daten vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle auf Grundlage des Mineralöldatengesetzes erhoben. Die Angaben zu den Treibhausgas- und Luftschadstoffemissionen werden vom Umweltbundesamt bereitgestellt. Die Bundesnetzagentur stellt die Datengrundlage zu Kraftwerken und netzbezogenen Informationen zur Verfügung.
- Daten zum Verkehrssektor einschließlich Elektromobilität liefert das Kraftfahrt-Bundesamt, zur Verkehrsleistung das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur. Für die inländische Kohlenwirtschaft stellt die „Statistik der Kohlenwirtschaft“, aufgrund eines trilateralen Vertrags aus dem Jahr 1954 zwischen der Kohlenwirtschaft, dem Statistischem Bundesamt und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Daten bereit.
- Zuständig für die Zusammenstellung, Analyse und Bewertung amtlicher und nicht-amtlicher Daten im Zusammenhang mit erneuerbaren Energien ist die „Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik“. Die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen ist dafür verantwortlich, Statistiken aus allen Gebieten der Energiewirtschaft nach einheitlichen Kriterien auszuwerten und die Daten zu einem geschlossenen und konsistenten Bild zusammenzufassen. Dazu veröffentlicht die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen jährlich den nach Energieträgern strukturierten Energieverbrauch und aktualisiert, falls erforderlich, die Zeitreihen.

Zur Verbesserung der Datenbasis wird das Energiestatistikgesetz novelliert. Das Monitoring der Umsetzung der Energiewende erfordert eine Verbesserung der Datenbasis. Insbesondere der Umfang und die Aktualität der Datenlieferungen für die nationale Energiebilanz auf Bundes- und regionaler Ebene sollen verbessert werden. Daher bereitet die Bundesregierung derzeit eine Novellierung des Energiestatistikgesetzes vor.

Der Stand der Daten ist der 30. September 2014. Der Fortschrittsbericht stützt sich, soweit nicht anders angegeben, auf Daten, die bis zum 30. September 2014 berücksichtigt werden konnten. Die Daten sind in Dateiform auf den Internetseiten des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie sowie der Bundesnetzagentur zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ öffentlich zugänglich.

Die Bundesregierung kommt mit dem vorliegenden Bericht gleichzeitig ihren Berichtspflichten nach § 63 Absatz 1 Satz 1 EnWG und § 98 Absatz 1 EEG 2014 nach.

Prognosen und Szenarien zeigen die mögliche Entwicklung bis 2020 auf. Dazu wurde ein wissenschaftliches Konsortium beauftragt (Prognos, EWI, GWS 2014), eine „Prognose der wahrscheinlichen energiewirtschaftlichen Entwicklung bis zum Jahr 2030 und ein bis ins Jahr 2050 reichendes Trendszenario“ (Prognos, EWI, GWS 2014) zu erarbeiten. Mit Hilfe dieser wissenschaftlichen Arbeit sowie weiterer Prognosen, wie beispielsweise den Politikszenerarien für den Klimaschutz des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktor-

sicherheit werden mögliche Entwicklungen skizziert und Handlungsempfehlungen abgeleitet. Bei der Erstellung von Prognosen und Szenarien müssen stets bestimmte Annahmen gemacht werden, die die Ergebnisse stark beeinflussen können. Prognosen und Szenarien sind immer mit Unsicherheiten behaftet.

Unterstützung des Monitoring-Prozesses durch eine unabhängige Experten-Kommission

Der Monitoring-Prozess wird wissenschaftlich begleitet. Eine unabhängige Kommission aus vier renommierten Energieexperten steht der Bundesregierung beratend zur Seite und nimmt auf wissenschaftlicher Basis zu den Monitoring- und Fortschrittsberichten Stellung. Der Kommission gehören Prof. Dr. Andreas Löschel (Vorsitzender), Prof. Dr. Georg Erdmann, Prof. Dr. Frithjof Staiß und Dr. Hans-Joachim Ziesing an. Die Stellungnahme der Experten-Kommission zum zweiten Monitoring-Bericht der Bundesregierung vom 8. April 2014 enthält eine Reihe von Aspekten, die bei der Erstellung des Fortschrittsberichts intensiv diskutiert und an mehreren Stellen berücksichtigt wurden.

Die Zielsetzung des Fortschrittsberichts

Der Fortschrittsbericht erscheint im Rhythmus von drei Jahren. Er beruht auf einer mehrjährigen Datenbasis. Auf diese Weise werden verlässlichere Trends für eine mögliche weitere Entwicklung erkennbar. Zudem werden die bisherigen Maßnahmen zur Umsetzung der Energiewende beschrieben und bewertet. Durch tiefer gehende Analysen und die Gegenüberstellung von Status Quo und den quantitativen und qualitativen Zielen des Energiekonzepts wird die Erreichung der Ziele aus dem Energiekonzept überprüft. Bei absehbaren Zielverfehlungen werden neue Maßnahmen vorgeschlagen, um die Hemmnisse für die Zielerreichung zu beseitigen.

Der Aufbau des Fortschrittsberichts

Der Fortschrittsbericht ist in drei Teile gegliedert.

- Der Teil I führt den jährlichen Monitoring-Bericht fort. Dieser Teil ist faktenbasiert und umfasst mehrere Themenfelder wie Erneuerbare Energien, Energieeffizienz, Gebäude, Verkehr, Treibhausgasemissionen, Strommarkt, Netze, Energiepreise und –kosten, Energieforschung und Innovationen sowie Gesamtwirtschaftliche Effekte der Energiewende. Er beschreibt anhand der Fortschreibung der energiestatistischen Indikatorik des ersten und zweiten Monitoring-Berichtes den aktuellen Stand bei der Umsetzung der Energiewende.
- Der Teil II beschreibt die Zielarchitektur und analysiert ihre Themenfelder. Teil II führt eine neue Zielarchitektur zum Umbau der Energieversorgung ein. Diese wurde von der Bundesregierung auf Basis der Empfehlungen der Experten-Kommission zu den beiden ersten Monitoring-Berichten entwickelt. Die neue Zielarchitektur priorisiert und strukturiert die Ziele des Energiekonzepts. Sie eröffnet damit die Möglichkeit für eine flexible und kostengünstige Erfüllung der Ziele. Damit können Ziele auf der Maßnahmen-ebene so optimiert werden, dass die Ziele auf der übergeordneten Ebene eingehalten werden. Die Themenfelder, für die quantitative Ziele im Energiekonzept formuliert sind, werden eingehender betrachtet. Dazu gehören erneuerbare Energien, Energieeffizienz, Gebäude, Verkehr und Treibhausgasemissionen. Es werden jeweils die bestehenden Maßnahmen beschrieben und evaluiert und ein Ausblick auf die Entwicklungen bis 2020 unternommen.
- Der Teil III geht auf die Rahmenbedingungen für die Energiewende ein. Dabei werden die weiteren Themenfelder aus Teil I aufgegriffen. Zusätzlich werden Fragen der Energieversorgung im europäischen und internationalen Kontext und Akzeptanzfragen beleuchtet. Auch Teil III umfasst eine Evaluation bestehender themenspezifischer Maßnahmen und gibt einen Ausblick auf die möglichen Entwicklungen bis in das Jahr 2020.

Der Zusammenhang mit anderen Prozessen

Der Fortschrittsbericht fasst die wesentlichen Ergebnisse anderer, parallel laufender und auf spezielle Bereiche bezogener Prozesse zusammen:

- Energieeffizienz: Die Bundesregierung bekräftigt das Ziel, den Primärenergieverbrauch bis zum Jahr 2020 gegenüber dem Jahr 2008 um 20 Prozent zu reduzieren. Mit den bestehenden Maßnahmen wird das 20-Prozent-Ziel laut vorliegenden Abschätzungen jedoch nicht erreicht. Mit dem Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz hat die Bundesregierung darauf reagiert und Sofortmaßnahmen und weiterführende Arbeitsprozesse beschlossen. Darin sind u. a. Eckpunkte für eine Energieeffizienzstrategie Gebäude enthalten.

- **Strommarkt:** Die Bundesregierung bekräftigt das Ziel einer sicheren, bezahlbaren und umweltfreundlichen Stromversorgung. Mit dem Grünbuch zum Strommarkt (BMWi 2014a) hat die Bundesregierung einen Prozess etabliert, um hierfür die notwendigen Voraussetzungen zu schaffen.
- **Klimaschutz:** Die Bundesregierung bekräftigt das Ziel, die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2020 gegenüber dem Jahr 1990 um 40 Prozent zu reduzieren. Mit den bestehenden Maßnahmen wird das 40-Prozent-Ziel laut vorliegenden Abschätzungen jedoch nicht erreicht. Das Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 enthält Maßnahmen und Programme, mit denen das nationale Treibhausgasemissionsziel von 40 Prozent im Jahr 2020 erreicht werden kann.

Koordinierung der Energiewende, Dialog und Beteiligung

Die Energiewende wird koordiniert umgesetzt. Die Energiewende ist eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe und betrifft alle politischen Ebenen. Eine effektive Koordinierung innerhalb der Bundesregierung und eine enge Zusammenarbeit mit den Bundesländern sowie mit Vertretern von Wirtschaft und Gesellschaft ist die Voraussetzung für einen erfolgreichen Umbau unserer Energieversorgung. Zu diesem Zweck hat die Bundesregierung die Zuständigkeit für den Bereich der Energiepolitik im Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gebündelt. Gleichzeitig ist der kontinuierliche Austausch mit allen beteiligten europäischen Akteuren und unseren internationalen Partnern unerlässlich. Nur so kann bei hoher Transparenz die Akzeptanz der Energiewende sichergestellt werden.

Ausblick: Vieles ist erreicht - vieles ist noch zu tun

Vieles ist erreicht. Die Bundesregierung verfolgt mit der Energiewende ambitionierte Ziele - manche von ihnen reichen bis ins Jahr 2050. Schon heute haben wir wichtige Fortschritte erzielt. Der Ausbau der erneuerbaren Energien entwickelt sich im Einklang mit dem Zielkorridor des Erneuerbare-Energien-Gesetzes. Gleichzeitig ist es gelungen, das Wirtschaftswachstum und den Energieverbrauch voneinander zu entkoppeln.

Vieles ist noch zu tun – Senkung des Primärenergieverbrauchs. Unter Berücksichtigung der tatsächlichen Entwicklung von 2008 bis 2013 kann von einer Verringerung des Primärenergieverbrauchs um etwa 7,2 bis 10,1 Prozent bis 2020 im Vergleich zum Basisjahr 2008 ausgegangen werden. Das Ziel, den Primärenergieverbrauch bis 2020 um 20 Prozent gegenüber 2008 zu verringern, lässt sich also nur mit zusätzlichen Maßnahmen erreichen. Der Nationale Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) trägt wesentlich zur Erreichung des 2020 gesetzten Zieles bei (BMWi 2014b). Die bisher bestehenden Instrumente und Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz werden damit weiterentwickelt und ergänzt. Durch die im NAPE enthaltenen Maßnahmen können voraussichtlich Primärenergieeinsparungen im Jahr 2020 in Höhe von 390 bis 460 PJ erreicht werden (ohne Maßnahmen im Verkehrssektor). Der NAPE enthält sowohl Sofortmaßnahmen, die unmittelbar umgesetzt werden, als auch weitergehende Maßnahmen, die im Laufe der Legislaturperiode weiter konkretisiert werden. Darüber hinaus benennt der NAPE langfristig wirksame Arbeitsprozesse für die restliche Legislaturperiode, um eine kontinuierliche Weiterentwicklung des Instrumentenmixes sicherzustellen.

Vieles ist noch zu tun – Senkung der Treibhausgasemissionen. Aktuelle Projektionen gehen davon aus, dass durch die bisher beschlossenen und umgesetzten Maßnahmen bis zum Jahr 2020 eine Minderung der Treibhausgasemissionen um etwa 33 bis 34 Prozent erreicht werden kann, mit einer Unsicherheit von +/- 1 Prozent. Daraus ergibt sich ein Korridor für die zu schließende Lücke von 5 bis 8 Prozentpunkten. Um das 40-Prozent-Ziel zu erreichen, sind also erhebliche zusätzliche Anstrengungen in allen Sektoren und von allen Akteuren erforderlich. Daher hat die Bundesregierung mit dem Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 zusätzliche Maßnahmen beschlossen, um das 2020-Ziel zu erreichen (BMUB 2014).

Teil I – Monitoring-Bericht 2014

Der erste Teil des Fortschrittsberichts setzt die jährliche Berichterstattung der ersten beiden Monitoring-Berichte bis zum Berichtsjahr 2013 fort. Das Monitoring der Energiewende stützt sich auf öffentlich zugängliche und überprüfbare Daten. Es erfolgt anhand von Indikatoren, die die zeitliche Entwicklung bzw. den gegenwärtigen Stand von Kenngrößen mit Bezug zur Energiewende darstellen. Die für das Monitoring der Energiewende bisher verwendeten Indikatoren werden beibehalten und sind im Folgenden mit Zuordnung zu den einzelnen Themenfeldern aufgelistet. Im Anschluss werden die quantitativen Ziele der Energiewende und der Status Quo im Jahr 2013 aufgelistet.

Indikatoren

Erneuerbare Energien	Energieeffizienz	Gebäude	Verkehr	Treibhausgasemissionen
<ul style="list-style-type: none"> • Anteil der EE am Bruttoendenergieverbrauch • Entwicklung des Endenergieverbrauchs aus EE nach Sektoren • Anteil der EE am Wärmeverbrauch • Entwicklung des Wärmeverbrauchs aus EE • Anteil der EE im Verkehrssektor • Anteil der EE am Bruttostromverbrauch • Stromerzeugung aus EE nach Technologien • Entwicklung der Marktprämie • Entwicklung der Besonderen Ausgleichsregelung • Entwicklung der spartenbezogenen EEG-Umlage • Summe aus dem durchschnittlichen Börsenstrompreis und der EEG-Umlage 	<ul style="list-style-type: none"> • Primärenergieverbrauch nach Energieträgern (gesamt und konventionell) • Endenergieverbrauch nach Energieträgern • Endenergieverbrauch nach Sektoren • Bruttostromverbrauch • Nettostromverbrauch nach Sektoren • Bruttostromerzeugung nach Energieträgern • Primär- und Endenergieproduktivität der Gesamtwirtschaft (bereinigt und unbereinigt) • Stromproduktivität der Gesamtwirtschaft • Endenergieproduktivität in den Sektoren Industrie und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen 	<ul style="list-style-type: none"> • Anteil Gebäude Endenergieverbrauch • Wärmebedarf • Flächenentwicklung von Gebäuden • Spezifischer Verbrauch Raumwärme • Primärenergiebedarf • Investitionen in den Gebäudesektor 	<ul style="list-style-type: none"> • Endenergieverbrauch im Sektor Verkehr • Verkehrsleistung Personen- und Güterverkehr • Bestand an Elektrofahrzeugen • Kraftstoffverbrauch neu zugelassener Pkw 	<ul style="list-style-type: none"> • CO₂- und Treibhausgasemissionen nach Sektoren, Quellgruppen • Treibhausgasemissionen bezogen auf Bevölkerung und BIP • Vermiedene Treibhausgasemissionen durch erneuerbare Energien

<p>Strommarkt und Versorgungssicherheit</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Kraftwerksbestand: Leistung der deutschen Kraftwerke (insgesamt, erneuerbar, konventionell) • Kraft-Wärme-Kopplung • Kraftwerksbestand nach Bundesländern • Marktanteile der vier größten Stromerzeuger • Bau und Planung konventioneller Kraftwerke • Pumpspeicherkraftwerke
<p>Netze</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Höchst- und Hochspannungsnetze • Bundesbedarfs-plan- und EnLAG-Projekte • Verteilung erneuerbarer Energien auf Spannungsebenen • Netz-Investitionen • durchschnittliche Stromnetzentgelte • Kosten für Systemdienstleistungen • SAIDI-Strom (national und international) • SAIDI-Erdgas • Arbeitsgasvolumen von Erdgasspeichern • Bau und Planung Erdgasspeicher
<p>Energiepreise und Energiekosten</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Preise energetischer Rohstoffe • CO₂-Preise • Erdgas- und Mineralölpreise • Strompreise • Energiekosten der Industrie • Energieausgaben privater Haushalte • Gesamtwirtschaftliche Energieausgaben
<p>Energieforschung und Innovationen</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Forschungsausgaben des Bundes im Energieforschungsprogramm • Projektförderungen aus EU-Mitteln • Patente in energie-wirtschaftlichen Bereichen • Marktverbreitung innovativer Technologien im Energieverbrauch
<p>Gesamtwirtschaftliche Effekte</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Investitionen in erneuerbare Energien und Energieeffizienz • Vermiedene Brennstoffkosten • Beschäftigung im Bereich erneuerbarer Energien • Beschäftigte in der Energiewirtschaft • Wachstumsimpulse, gesamtwirtschaftliche Preiseffekte

Status Quo (2013) und quantitative Ziele der Energiewende

	2013	2020	2050		
			2030	2040	2050
Treibhausgasemissionen					
Treibhausgasemissionen (gegenüber 1990)	-22,6%	mindestens -40%	mindestens -55%	mindestens -70%	mindestens -80% bis -95%
Steigerung des Anteils Erneuerbarer Energien am Energieverbrauch					
Anteil am Bruttoendenergieverbrauch	12,0%	18%	30%	45%	60%
Anteil am Bruttostromverbrauch	25,3%	mindestens 35%	mindestens 50% (2025: 40 bis 45%)	mindestens 65% (2035: 55 bis 60%)	mindestens 80%
Anteil am Wärmeverbrauch	9,1%	14%			
Anteil im Verkehrsbereich	5,5%				
Reduktion des Energieverbrauchs und Steigerung der Energieeffizienz					
Primärenergieverbrauch (gegenüber 2008)	-3,8%	-20%	-50%		
Endenergieproduktivität	0,2% pro Jahr (2008-2013)	2,1% pro Jahr (2008-2050)			
Bruttostromverbrauch (gegenüber 2008)	-3,2%	-10%	-25%		
Primärenergiebedarf (gegenüber 2008)	-5,5%		in der Größenordnung von -80%		
Wärmebedarf (gegenüber 2008)	+0,8%	-20%			
Endenergieverbrauch Verkehr (gegenüber 2005)	+1%	-10%	-40%		

I.1 Erneuerbare Energien

Beim Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor liegt Deutschland auf Zielkurs. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch ist gegenüber dem Vorjahr um 1,7 Prozentpunkte auf 25,3 Prozent angestiegen. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch lag im Jahr 2013 bei 12,0 Prozent. Für die einzelnen Bereiche sieht es so aus:

Strom: Aktuell sind die erneuerbaren Energien erstmals wichtigster Stromerzeuger Deutschlands. Seit Jahresanfang bis August 2014 betrug die kumulierte Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien 109 TWh.

Wärme: Der Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Wärmeverbrauch ging im Jahr 2013 leicht auf 9,1 Prozent zurück. Absolut hat sich der Verbrauch von Wärme aus erneuerbaren Energien im Jahre 2013 jedoch auf 134,4 TWh erhöht.

Verkehr: Der Anteil erneuerbarer Energien im Verkehrssektor beträgt 2013 5,5 Prozent.

Das Gesamtvolumen der mit dem EEG umgelegten Förderkosten sinkt erstmalig. Zum ersten Mal seit der Einführung des EEG im Jahre 2000 sinkt der Umlagebetrag gegenüber dem Vorjahr. Im Jahr 2015 beträgt er 21,8 Milliarden Euro. Die Umlagebeträge des EEG lagen im Jahr 2013 bei 20,4 Milliarden Euro und im Jahr 2014 bei 23,6 Milliarden Euro.

Entsprechend sinkt zum ersten Mal die EEG-Umlage. Im Jahre 2015 wird die EEG-Umlage 6,17 ct/kWh betragen. Zuvor betrug die EEG-Umlage im Jahr 2013 5,28 ct/kWh und im Jahr 2014 6,24 ct/kWh. Die EEG-Novelle 2014 hat dazu beigetragen, dass die Kostendynamik für das Jahre 2015 durchbrochen werden konnte.

I.1.1 Zielsetzungen

Der Ausbau der erneuerbaren Energien ermöglicht eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung. Bei Einbeziehung langfristiger externer Effekte verringern erneuerbare Energien die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung. Darüber hinaus führen Investitionen in erneuerbare Energie zu weiteren Technologieentwicklungen und Innovationen. Die Herausforderung besteht darin, dies so zu gestalten, dass private Verbraucher und die Wirtschaft im Übergang nicht überfordert werden.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien verfolgt ehrgeizige Ziele. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch soll bis zum Jahr 2020 auf 18 Prozent, bis 2030 auf 30 Prozent, bis 2040 auf 45 Prozent und bis 2050 auf 60 Prozent steigern.

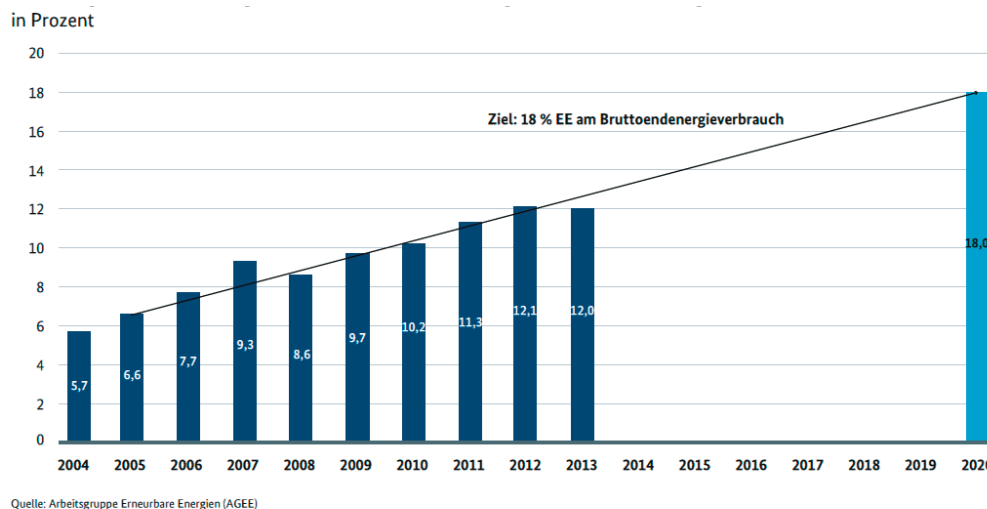
Um diese Ziele zu erreichen, soll mit dem

- Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung bis zum Jahr 2050 stetig und kosteneffizient auf mindestens 80 Prozent erhöht werden,
- Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz (EEWärmeG) der Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte bis zum Jahr 2020 auf 14 Prozent erhöht werden.
- Zudem schreibt die EU-Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung erneuerbarer Energiequellen für jedes Mitgliedsland bis 2020 einen verbindlichen nationalen Anteil von mindestens 10 Prozent erneuerbarer Energien im Verkehrsbereich vor.

I.1.2 Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch

Der Endenergieverbrauch aus erneuerbaren Energien ist 2013 um 3 Prozent angestiegen (2012: 308 TWh, 2013: 317 TWh). Da witterungsbedingt der gesamte Bruttoendenergieverbrauch gegenüber dem Vorjahr anstieg, machte sich die Steigerung des erneuerbaren Energien Verbrauchs jedoch kaum bemerkbar. Im Jahr 2013 lag der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch bei 12,0 Prozent und damit etwa auf dem gleichen Niveau wie im Vorjahr.

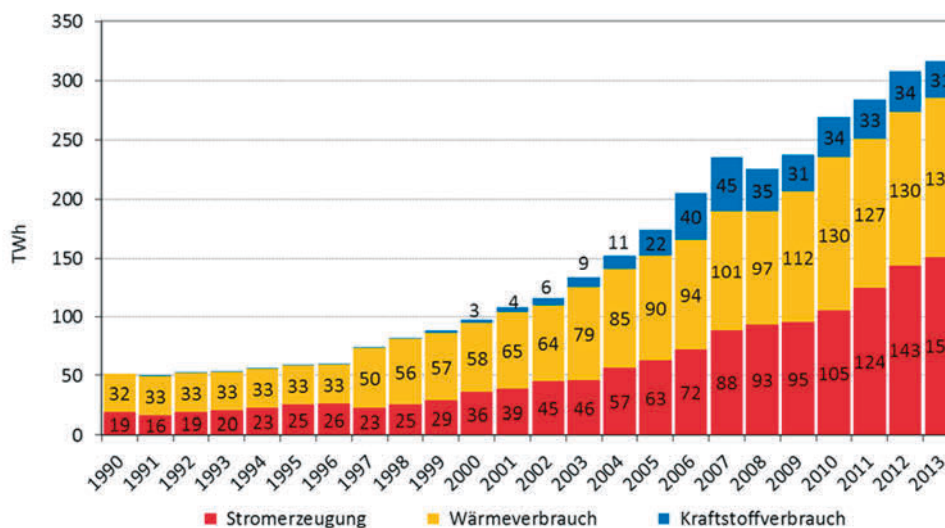
Abbildung I.1.1: Entwicklung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoenergieverbrauch



Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie auf Basis von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik

Erneuerbare Energien gewinnen in allen Sektoren an Bedeutung. Die Entwicklung der Beiträge aller drei Sektoren (Strom, Wärme und Kraftstoffe) am Endenergieverbrauch aus erneuerbaren Energien wird in Abbildung I.1.2 dargestellt. Mit 47,7 Prozent hatten erneuerbare Energien im Stromsektor im Jahr 2013 weiterhin die größte Bedeutung, gefolgt vom Wärmeverbrauch mit 42,5 Prozent. Biokraftstoffe hatten einen Anteil von 9,8 Prozent am Endenergieverbrauch aus erneuerbaren Energien.

Abbildung I.1.2: Entwicklung des Endenergieverbrauchs aus erneuerbaren Energien nach Sektoren



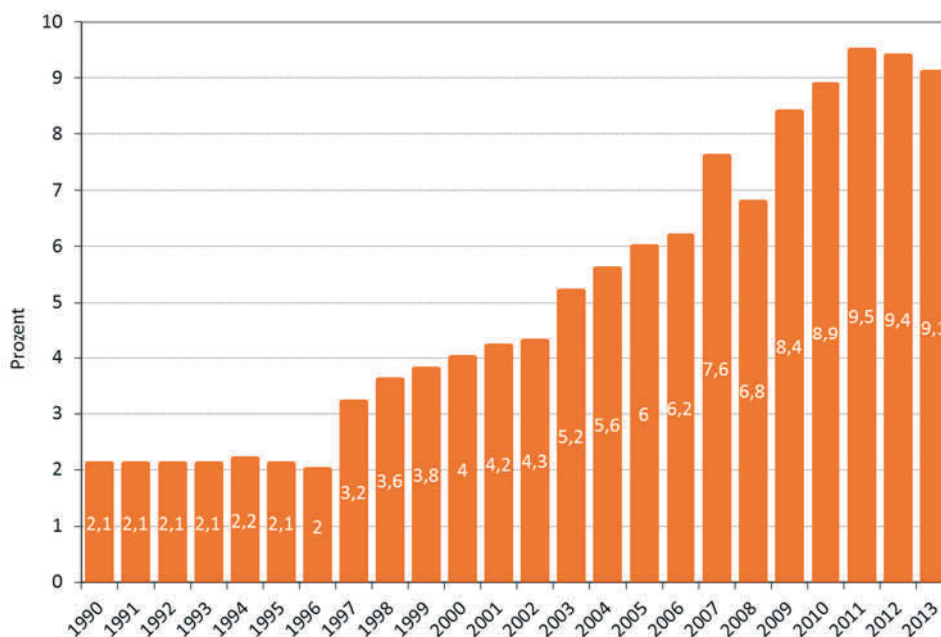
* Der Kraftstoffverbrauch wird in dieser Abbildung ohne Stromanteil im Verkehr dargestellt.

Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie auf Basis von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik

I.1.3 Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch für Wärme

Erneuerbare Energien sollen bis zum 2020 14 Prozent des Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte ausmachen. Dieses Ziel ist im Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes (EEWärmeG) festgehalten.

Abbildung I.1.3: Entwicklung des Anteils erneuerbarer Energien am Wärmeverbrauch



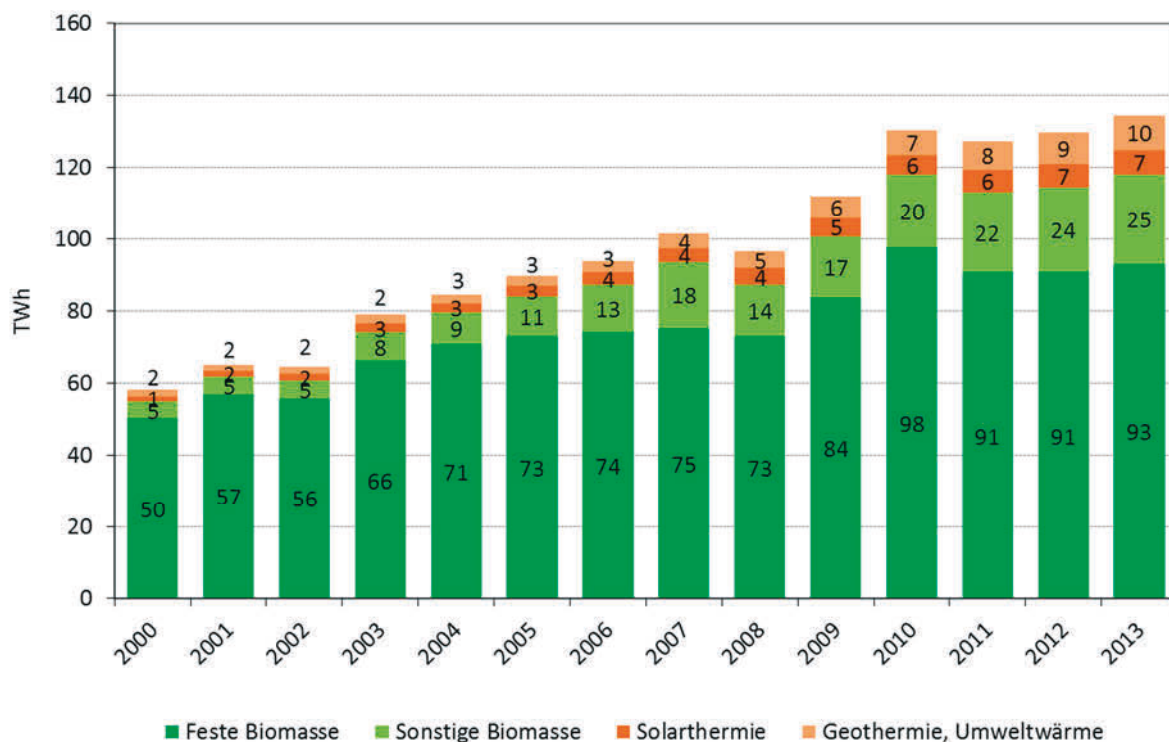
Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie auf Basis von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik

Der Verbrauch von Wärme aus erneuerbaren Energien steigt. Der Wärmemarkt (Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme) stellt mit über der Hälfte des gesamten Endenergieverbrauchs den bedeutendsten Verbrauchssektor in Deutschland dar. Absolut hat sich der Verbrauch von Wärme aus erneuerbaren Energien im Jahre 2013 auf 134,4 TWh erhöht. Dabei ist der Einsatz erneuerbarer Energien im Kältesektor noch als gering einzuschätzen. Der Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Wärmeverbrauch ging im Jahr 2013 leicht auf 9,1 Prozent zurück (siehe Abbildung I.1.3).

Die Biomasse dominiert bei den Wärmequellen. Im Jahr 2013 hatte die Biomasse einen Anteil von rund 88 Prozent (bzw. 118,1 TWh) unter den Wärmequellen aus erneuerbaren Energien. Den größten Anteil der biogenen Wärme bildeten feste Bioenergieträger mit 93,1 TWh gasförmige und flüssige Biomasse und der biogene Anteil des Abfalls trugen die restlichen 25 TWh bei (siehe Abbildung I.1.4).

Solarthermianlagen und Wärmepumpen gewinnen an Bedeutung. Bei Wärmepumpen wird als erneuerbare Energie die aus der Erde bzw. der Umgebungsluft gewonnene Wärme abzüglich der zum Betrieb der Wärmepumpe eingesetzten elektrischen Energie bilanziert. Gemeinsam deckten Solarthermianlagen und Wärmepumpen rund 12 Prozent des Wärmeverbrauchs aus erneuerbaren Energien ab. Die Solarthermie stellte dabei 6,8 TWh bereit, die geothermischen Quellen und Umweltwärme konnten ihren Beitrag mit 9,5 TWh gegenüber 8,7 TWh in 2012 deutlich ausbauen (siehe Abbildung I.1.4).

Abbildung I.1.4: Entwicklung des Wärmeverbrauchs aus erneuerbaren Energien



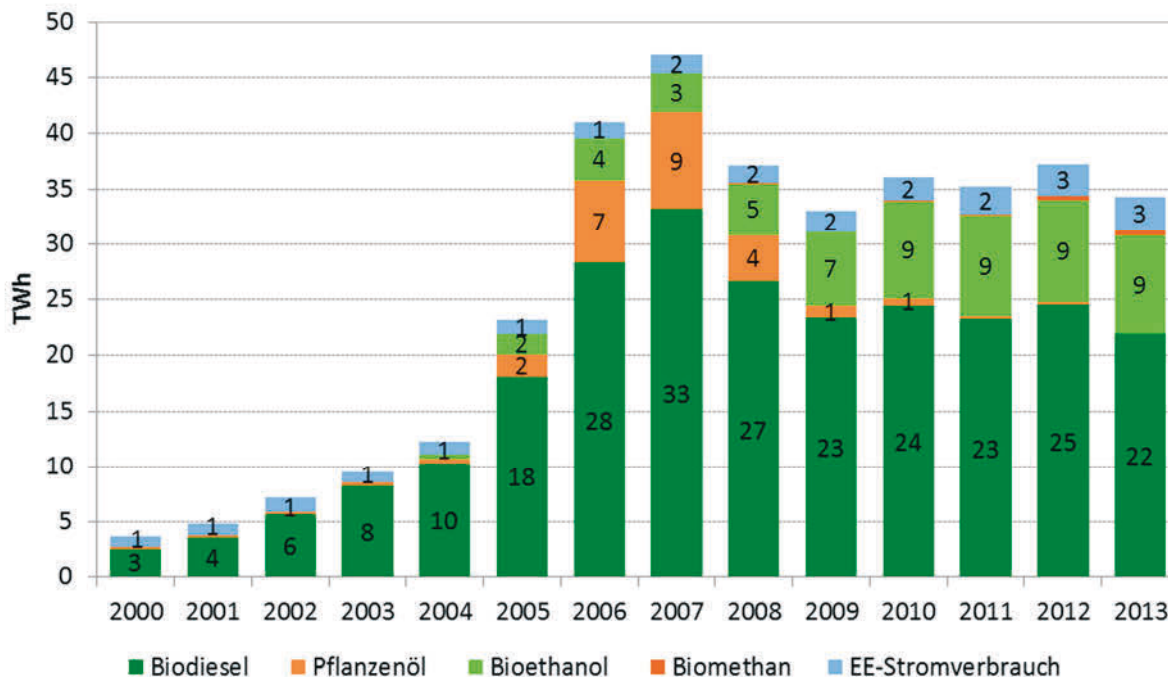
Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie auf Basis von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik

Etwa die Hälfte aller Neubauten nutzt erneuerbare Energien für die Wärmeerzeugung (BMU 2012). Bei den dezentralen, d.h. nicht wärmenetzgebundenen Technologien werden vor allem Wärmepumpen verwendet, gefolgt von Solarthermie- und von Feste-Biomasse-Anlagen. Der Zuwachs der jährlichen Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien im Neubau lag in der Größenordnung von 0,6 bis 0,7 TWh/Jahr. Auch im Gebäudebestand nahm die Nutzung verschiedener Techniken zur Nutzung erneuerbarer Wärme zu.

I.1.4 Anteil erneuerbarer Energien im Verkehrssektor

Der Anteil der erneuerbaren Energien im Verkehrssektor lag 2013 bei 5,5 Prozent. Im Vergleich zum Vorjahr ging der Absatz von Biodiesel um 11 Prozent auf 21,9 TWh, bzw. 2,1 Mio. t zurück, der von Bioethanol um 3 Prozent auf 8,9 TWh bzw. 1,2 Mio. t. Hingegen ist der Absatz von Biomethan im Verkehrssektor um rund 15 Prozent auf nunmehr 450 GWh angestiegen (siehe Abbildung I.1.5). Neben den Biokraftstoffen kommen erneuerbare Energien im Verkehrsbereich auch in Form von Strom (Schienenverkehr, Elektromobilität) zur Anwendung.

Abbildung I.1.5: Entwicklung des Verbrauchs erneuerbarer Energien im Verkehrssektor

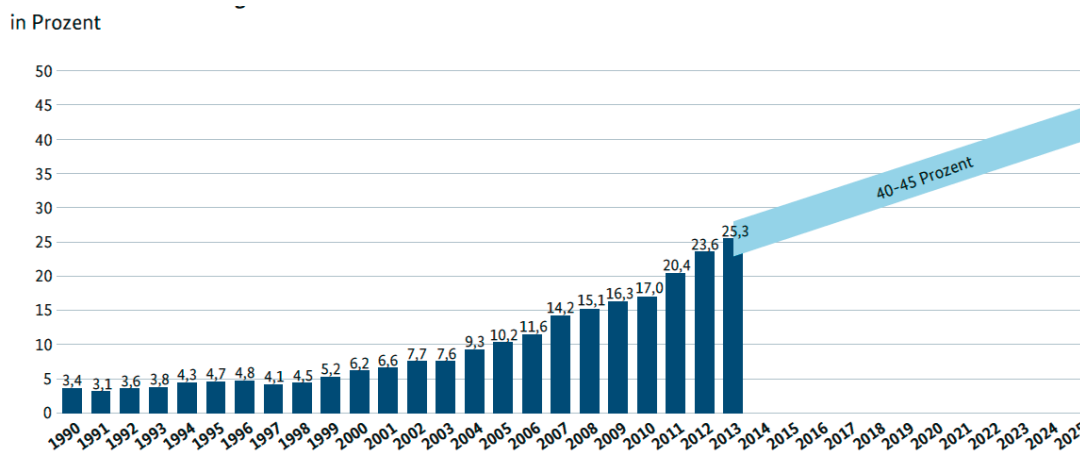


Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie auf Basis von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik

I.1.5 Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch

Der Anteil der erneuerbaren Energien am gesamten Bruttostromverbrauch lag im Jahr 2013 bei 25,3 Prozent. Das EEG 2014 legt erstmals einen Zielkorridor für den Ausbau von erneuerbaren Energien im Stromsektor fest (siehe Abbildung I.1.6). Im Jahr 2025 soll demnach der erneuerbaren Energien-Anteil am Bruttostromverbrauch auf 40 bis 45 Prozent steigen. Der Korridor spannt sich zwischen dem oberen und unteren Ziel des Jahres 2025 und dem erneuerbaren Energien-Anteil am Bruttostromverbrauch des Jahres 2013 auf. Eine nähere Beschreibung des Zielkorridors enthält Teil II des Fortschrittsberichts.

Abbildung I.1.6: Entwicklung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch



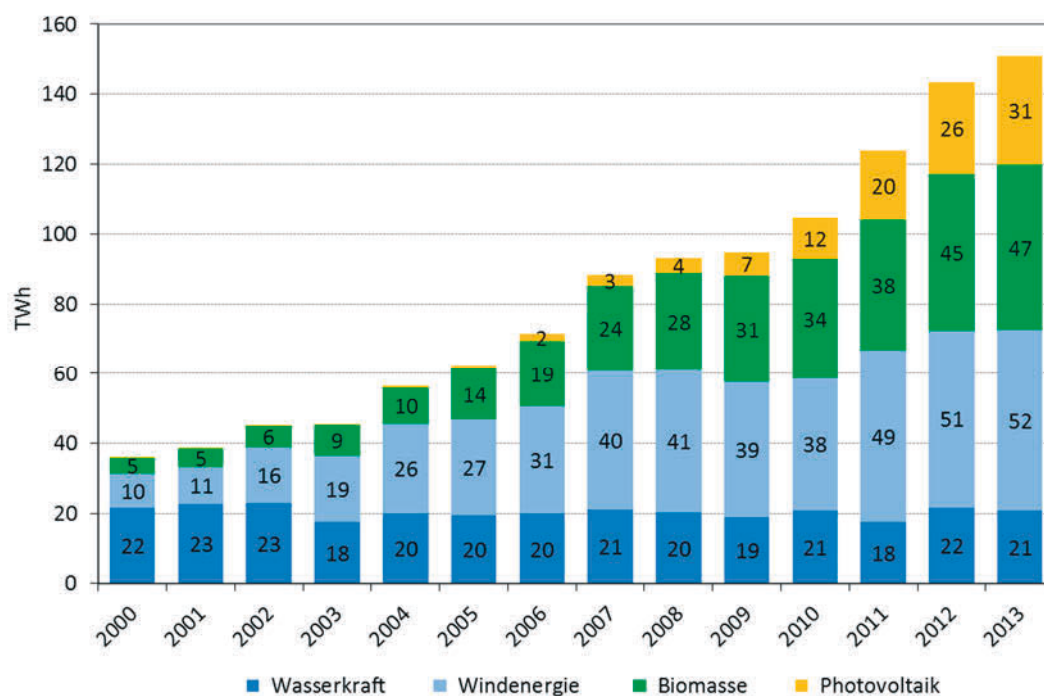
Quelle: Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat)

Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie auf Basis von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik

Der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch steigt. Im Einzelnen lag der Anteil der Windenergie am Bruttostromverbrauch im Jahr 2013 bei 8,7 Prozent. Der Anteil der Biomasse, einschließlich des biogenen Anteils der Siedlungsabfälle, trug mit 7,9 Prozent zum Bruttostromverbrauch bei. Die Photovoltaik lag im Jahr 2013 mit einem Anteil von 5,2 Prozent an dritter Stelle. Die Wasserkraft kam auf einen Anteil von 3,5 Prozent am Bruttostromverbrauch.

Photovoltaik und Windenergie haben den Zuwachs erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung getragen. Die Photovoltaik steigerte im Jahr 2013 die Stromerzeugung um 17,5 Prozent. Der Netto-Leistungszubau von 3.304 MW lag erstmals im angestrebten Zubau-Korridor von 2.500 bis 3.500 MW lag. Die gesamte installierte PV-Leistung betrug am Jahresende 2013 36.337 MW. Die Stromerzeugung aus Photovoltaik lag bei 31,0 TWh.

Abbildung I.1.7: Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nach Technologien



Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie auf Basis von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik

Bei Windenergieanlagen an Land stieg der Ausbau im Jahr 2013 weiterhin an. Der Netto-Leistungszubau (unter Berücksichtigung von Repowering) übertraf mit 2.761 MW (Brutto: 2.997 MW) den Vorjahreswert von 2.139 MW (Brutto: 2.335 MW) deutlich. Auch der Zubau von Windenergieanlagen auf See legte zu. Im Jahr 2013 ging eine Leistung von 595 MW neu ans Netz. Insgesamt waren Ende 2013 über 20.000 Windenergieanlagen mit einer Leistung von 34.660 MW installiert, davon 903 MW auf See. Die Stromerzeugung aus Windenergie erhöhte sich auf insgesamt 51,7 TWh. Die Stromerzeugung aus Offshore-Windparks hatte dabei noch einen vergleichsweise geringen Umfang von 0,9 TWh.

Im Bereich der Biomasse verlangsamte sich der Leistungszubau. Dies betraf vor allem Biogas. Ohne Klär- und Deponiegas sowie den biogenen Anteil des Siedlungsmülls wurde ein Netto-Zubau der Stromerzeugungskapazität von 335 MW nach 410 MW im Vorjahr 2012 registriert. Dagegen konnte vor allem Biogas die Stromerzeugung aus der gesamten Biomasse (inkl. dem biogenen Anteil des Abfalls) nochmals von 44,6 TWh auf 47,3 TWh deutlich steigern. Neben dem Leistungszubau hat auch die Auslastung des Anlagenbestandes zugenommen.

Wasserkraft und Geothermie ergänzen die erneuerbare Strombereitstellung. Bei der Wasserkraft fand kein nennenswerter Leistungszubau statt. Die Strombereitstellung aus Wasserkraft sank witterungsbedingt im Vergleich zum Vorjahr leicht ab und lag 2013 bei 20,8 TWh. Die Stromerzeugung aus Geothermie blieb auch im Jahr 2013 mit 80 GWh vergleichsweise gering.

Die erneuerbaren Energien sind erstmals Deutschlands bedeutendster Stromerzeuger. Seit Jahresanfang bis August 2014 betrug die kumulierte Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien 109 TWh. Somit sind die erneuerbaren Energien erstmals größter Stromerzeuger Deutschlands (BDEW 2014a). Wie sich diese Entwicklung bis zum Jahresende darstellt ist von den weiteren klimatischen Bedingungen abhängig.

I.1.6 EEG-Förderkosten

Die in diesem Kapitel beschriebenen Entwicklungen basieren auf dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz, das am 1. Januar 2012 in Kraft getreten ist. Im Folgenden als „EEG 2012“ bezeichnet. Die Änderungen der Novelle vom 1. August 2014 werden in Teil II dieses Berichtes dargestellt. Dort als „EEG 2014“ bezeichnet.

Anlagenbetreiber haben einen gesetzlichen Vergütungsanspruch. Durch das EEG 2012 wurde dem Anlagenbetreiber für den abgenommenen Strom ein gesetzlicher Vergütungsanspruch gegenüber den Netzbetreibern gewährt. Die Übertragungsnetzbetreiber waren wiederum verpflichtet, den erneuerbaren Strom an der Börse zu veräußern. Alternativ konnten die Anlagenbetreiber ihren Strom auch direkt vermarkten. Dieser direkt vermarktete Strom wurde im Jahr 2013 größtenteils über die Marktprämie oder das Grünstromprivileg gefördert. Die Differenz der Vergütungs- bzw. Prämienzahlungen und der Einnahmen der Übertragungsnetzbetreiber an der Strombörse ergaben die Förderkosten der erneuerbaren Energien.

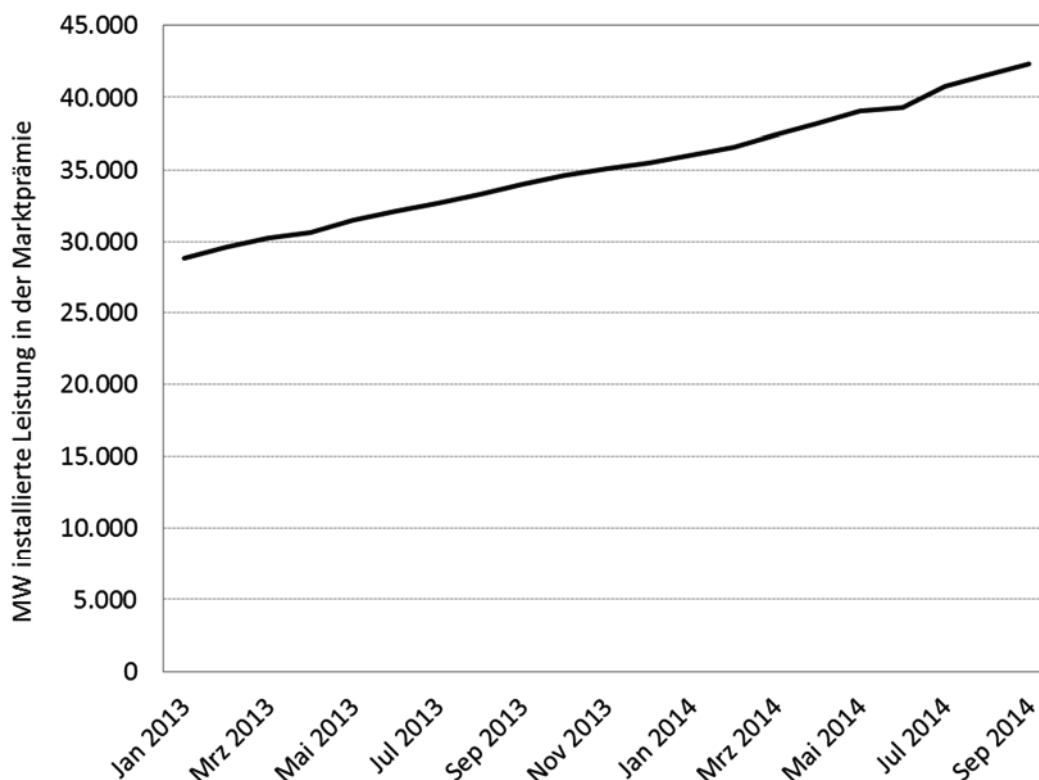
Die Marktprämie wird seit 2013 verstärkt in Anspruch genommen (siehe Abbildung I.1.8). Die Erzeugungskapazität, die für die Marktprämie gemeldet wurde, erreichte Ende des Jahres 2013 rund 35,5 GW. Dies entspricht einer Steigerung um etwa 25 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Mit gut 27 GW wird das Portfolio der Marktprämie stark von der Windenergie dominiert. Die den Übertragungsnetzbetreibern gemeldete Leistung für Biomasse lag bei rund 3 GW, die gemeldete Leistung für Photovoltaik bei rund 4,3 GW.

Fast die Hälfte der installierten Leistung ist bereits für die Marktprämie gemeldet. Bezogen auf die gesamte installierte Leistung aus erneuerbaren Energien lag der Anteil der für die Marktprämie gemeldeten installierten Leistung im Verhältnis zur gesamten installierten Leistung erneuerbarer Energien bei fast 50 Prozent. Bei der Windenergie liegt dieser Anteil über 80 Prozent (Biomasse rund 50 Prozent, PV rund 13 Prozent).

Über die Marktprämie wurden 2013 insgesamt ca. 66 TWh Strom aus erneuerbaren Energien gefördert. Das entspricht einer Förderung von mit rund 5,9 Milliarden Euro. Hiervon entfallen rund 370 Millionen Euro auf die Managementprämie (ÜNB 2014a).

Im Grünstromprivileg waren die vermarkteten Mengen rückläufig. Ende des Jahres 2013 lag die angemeldete Erzeugungskapazität bei 689 MW. Die sonstige Direktvermarktung stieg bis Ende des Jahres 2013 auf 160 MW installierter Leistung.

Abbildung I.1.8: Entwicklung der installierten Leistung im System der Marktprämie im Jahr 2013 und 2014



Quelle: Informationen zur Direktvermarktung der Übertragungsnetzbetreiber

I.1.6.1 EEG-Vergütungszahlen und Differenzkosten

Die Übertragungsnetzbetreiber legen die EEG-Umlage für das jeweils kommende Jahr fest. Diese Festlegung erfolgt spätestens zum 15. Oktober eines Jahres und auf Basis wissenschaftlicher Gutachten. Die verwendete Prognose basiert auf den gesetzlichen Regelungen der Ausgleichsmechanismus-Verordnung.

Für die Berechnung der EEG-Umlage wird der EEG-Umlagebetrag bestimmt. Er setzt sich aus drei Bestandteilen zusammen:

- den für das folgende Kalenderjahr prognostizierten Förder- bzw. Differenzkosten für erneuerbare Energien,
- der Liquiditätsreserve, einer Rückstellung für eventuelle Abweichungen von der Prognose (maximal 10 Prozent der prognostizierten Förderkosten),
- und dem Kontoausgleich, also der Verrechnung des EEG-Kontosaldo am 30. September.

Ausführliche Informationen zur Prognose und zur Berechnung der EEG-Umlage, sowie Informationen zum aktuellen Stand des EEG-Kontos sind auf der Informationsplattform der Übertragungsnetzbetreiber zu finden (www.netztransparenz.de).

Die Kostendynamik der EEG-Umlage wird im Jahre 2015 durchbrochen. Der Umlagebetrag ist seit dem Jahr 2010 von 8,2 Milliarden Euro auf 20,4 Milliarden Euro im Jahr 2013 (2014: 23,6 Milliarden Euro) angestiegen. Die Kostendynamik der vorangehenden Jahre wird im Jahr 2015 durchbrochen werden. Zum ersten Mal wird der Umlagebetrag gegenüber dem Vorjahr auf nun 21,8 Milliarden Euro (ÜNB 2014b) sinken.

Der Ausgleich des EEG-Kontos ermöglicht die Senkung des Umlagebetrags. Hatte das EEG-Konto im vergangenen Jahr noch einen Fehlbetrag von 2,2 Milliarden Euro, so schloss das Konto am Stichtag 30.09.2014 mit einem Guthaben von 1,4 Milliarden Euro.

EEG-Vergütungszahlungen waren 2013 geringer als vorhergesagt. In ihrer Prognose zur EEG-Umlage 2013 gingen die Übertragungsnetzbetreiber noch davon aus, dass die Anlagenbetreiber im Jahr 2013 Vergütungszahlungen in Höhe von 22,8 Milliarden Euro erhalten würden. Tatsächlich betragen die gesamten EEG-Vergü-

tungszahlungen nach Vorlage der EEG-Jahresabrechnung 2013 jedoch nur etwa 22,0 Milliarden Euro. Die Abweichung ist insbesondere auf die Überschätzung der Stromerzeugung zurückzuführen, die in der Prognose knapp 9 TWh zu hoch angesetzt wurde. Die ex-post ermittelten, d.h. nachträglich berechneten Differenzkosten werden nach Vorlage der EEG-Jahresabrechnung für das Jahr 2013 bestimmt (BMWi 2014c). Sie ergeben sich aus den tatsächlich geleisteten Vergütungs- und Prämienzahlungen und den realisierten Börsenerlösen der EEG-Stromvermarktung.

Die Börsenerlöse für EEG-Strom fielen 2013 geringer aus als prognostiziert. Den Vergütungszahlungen stehen Einnahmen durch den Verkauf des EEG-Stroms an der Strombörse in Höhe von 4,2 Milliarden Euro gegenüber. Damit weichen die tatsächlichen Börsenerlöse deutlich von der Prognose ab, die 6,3 Milliarden Euro veranschlagt hatte. Grund hierfür sind vor allem die gesunkenen Börsenstrompreise, die gegenüber der Prognose um etwa 1,5 Cent pro Kilowattstunde niedriger lagen.

Die EEG-Differenzkosten für 2013 fielen vor diesem Hintergrund höher aus als erwartet. Unter Berücksichtigung der vermiedenen Netzentgelte und Aufwendungen der Übertragungsnetzbetreiber ergaben sich für das Jahr 2013 EEG-Differenzkosten von 17,5 Milliarden Euro. Dieser Betrag spiegelt die reinen Förderkosten des Kalenderjahres 2013 wider. Darin sind der Kontoausgleich und die Liquiditätsreserve nicht enthalten. Die Prognose der Übertragungsnetzbetreiber beinhaltet diese beiden Kostenpositionen, weshalb der prognostizierte Umlagebetrag mit 20,4 Milliarden Euro sehr viel höher lag. Die reinen Förderkosten für das Jahr 2013, hatten die Übertragungsnetzbetreiber auf 16,2 Milliarden Euro beziffert.

Die gesamtwirtschaftlichen Differenzkosten sind niedriger. Die EEG-Differenzkosten entsprechen nicht den gesamtwirtschaftlichen Differenzkosten der erneuerbaren Energien, da sie nicht die positiven Wirkungen der erneuerbaren Energien, wie z. B. vermiedene Umweltschäden, berücksichtigen (siehe Kapitel I.5 und I.10).

I.1.6.2 Privilegierte Strommengen im Rahmen der EEG-Umlage

Unter die privilegierte Strommenge fielen im Jahr 2013 folgende drei Bereiche:

- Durch die Besondere Ausgleichsregelung (BesAR) waren die stromintensive Industrie und Schienenbahnen im Berichtsjahr 2013 weitgehend von der EEG-Umlage entlastet.
- Eigenstrom war unter den Voraussetzungen des § 37 Absatz 3 EEG 2012 vollständig von der EEG-Umlage befreit. Dadurch wurde die Eigenerzeugung der Industrie ebenso wie der KWK- und PV-Eigenverbrauch privater Haushalte nicht in die Belastung einbezogen.
- Über das Grünstromprivileg wurde – unter bestimmten Voraussetzungen – die EEG-Umlage um 2 ct/kWh reduziert.

Durch die drei Ausnahmeregelungen wurden im 2013 rund 155,7 TWh von der EEG-Umlage befreit. Im Vorjahr 2012 waren es 146,1 TWh.

Besondere Ausgleichsregelung

Die Besondere Ausgleichsregelung hat die internationale Wettbewerbsfähigkeit der stromintensiven Unternehmen sowie die intramodale Wettbewerbsfähigkeit der Schienenbahnen im Blick. Ziel der bereits im Jahr 2004 eingeführten Besonderen Ausgleichsregelung ist es, die Belastung der stromintensiven Unternehmen des produzierenden Gewerbes mit Blick auf deren internationale Wettbewerbsfähigkeit bzw. der Schienenbahnen mit Blick auf den Wettbewerb zu anderen Verkehrsträgern (sogenannte intermodale Wettbewerbsfähigkeit) zu begrenzen.

Eine erste Anpassung erfolgte mit der EEG-Novellierung 2012. Die Neuregelungen kamen erstmalig im Antragsjahr 2012 für die Begrenzung der EEG-Umlage im Jahr 2013 zur Anwendung. Dadurch wurden im Jahr 2013 für insgesamt 1.729 Unternehmen (1.667 Unternehmen des produzierenden Gewerbes und 53 Schienenbahnen) ein Stromverbrauch von insgesamt 93.598 GWh von der EEG-Umlage entlastet (BMWi, BAFA 2014). Nach der Novellierung im Jahre 2012 ist die privilegierte Strommenge zwischen den Jahren 2012 und 2013 deutlich weniger stark angestiegen als die Zahl der Unternehmen, die von der Regelung profitieren. Der Grund hierfür ist, dass die neu hinzugekommenen Unternehmen im Durchschnitt einen geringeren Stromverbrauch als die bisher begünstigten Unternehmen hatten.

Die Regelung wurde 2012 für kleine und mittelständische Unternehmen geöffnet. Diese Öffnung der Besonderen Ausgleichsregelung mit der Novellierung 2012 diente der Angleichung der Wettbewerbsbedingungen zwischen großen und kleinen bzw. mittelständischen Unternehmen.

Der höhere Umlagebetrag im Jahr 2013 beeinflusste die Begünstigungswirkung. Für das Jahr 2013 ergab sich in der Folge eine Begünstigungswirkung von 3,9 Milliarden Euro. Hauptursache hierfür war der Anstieg des EEG-Umlagebetrags, der zu einer entsprechend höheren Entlastung führte.

Die Begünstigungswirkung hat sich 2014 weiter erhöht. Für 2014 wird für 2.098 Unternehmen (2.026 Unternehmen des produzierenden Gewerbes und 72 Schienenbahnen) die Höhe der zu zahlenden EEG-Umlage begrenzt. Die privilegierte Strommenge wird nach Schätzungen der Übertragungsnetzbetreiber bei 106.523 GWh liegen. Dadurch ergibt sich eine Begünstigungswirkung von 5,1 Milliarden Euro.

Für 2015 wird das EEG 2014 bereits Wirkung zeigen. Die Prognose für 2015 geht zwar von einer leicht steigenden privilegierten Strommenge aus, die Begünstigungswirkung reduziert sich jedoch auf 4,8 Milliarden Euro, weil die Entlastung je Kilowattstunde für die Unternehmen im Zuge des EEG 2014 begrenzt wird.

Tabelle I.1.1: Entwicklung der Besonderen Ausgleichsregelung

Begrenzungs- jahr	Anzahl der privilegierten Unternehmen		privilegierte Strommenge	Höhe der EEG-Umlage	Anteil der BesAR an der EEG-Umlage		Theoretische Begünstigungswirkung
	produzierendes Gewerbe	Schienenbahnen	GWh	ct/kWh	ct/kWh	Prozent	Mrd. EUR
2011	554	49	85.118	3,53	0,61	17,3	2,5
2012	683	51	86.127	3,59	0,64	17,8	2,5
2013	1.676	53	93.598	5,28	1,03	19,5	3,9
2014	2.026	72	106.523 *	6,24	1,35	21,6	5,1
2015	k.A. **	k.A. **	110.247 *	6,17	1,37	22,2	4,8

Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, Übertragungsnetzbetreiber sowie eigene Berechnungen

* Prognose der Übertragungsnetzbetreiber für 2014 und 2015

** Daten zur Anzahl der privilegierten Unternehmen im Jahr 2015 noch nicht verfügbar

Die grundlegende und europarechtskonforme Neuregelung ist erreicht. Die Besondere Ausgleichsregelung wurde im Jahre 2014 unter Berücksichtigung der novellierten Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien der EU-Kommission grundlegend neu geregelt (siehe Kapitel II.2.3). Die Entlastung der Unternehmen durch die Besondere Ausgleichsregelung führt dazu, dass die Differenzkosten auf eine entsprechend geringere Strommenge (umlagepflichtiger Letztverbrauch bzw. nicht-privilegiertes Letztverbrauch) umgelegt wird und somit die Kosten für diejenigen steigen, die nicht begünstigt sind. Jedoch sind diese Entlastungsregelungen für die stromintensive Industrie notwendig, um die internationale Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie nicht zu gefährden und um geschlossene Wertschöpfungsketten und industrielle Arbeitsplätze dauerhaft zu sichern. Die EU-Kommission hat daher die Besondere Ausgleichsregelung für die stromintensiven Unternehmen im Juli 2014 und die Besondere Ausgleichsregelung für Schienenbahnen im November 2014 genehmigt.

Eigenerzeugung

Die Eigenerzeugung war bisher nicht mit der Umlage belastet. Selbst erzeugter Strom, der ohne Inanspruchnahme des öffentlichen Netzes oder im räumlichen Zusammenhang mit der Erzeugung selbst verbraucht wurde, wurde nach dem EEG 2012 von der EEG-Umlage nicht erfasst. Dies erfolgte unabhängig von der Branchenzugehörigkeit und dem Brennstoffeinsatz.

Die Strommengen in der Eigenerzeugung werden geschätzt. Vor allem in der Industrie existieren viele Kraftwerke, die zur Deckung der betriebseigenen Stromnachfrage eingesetzt werden. Aber auch bei kleinen Betrieben und privaten Haushalten nimmt die Eigenstromversorgung zu. Die entsprechende Strommenge wird allerdings nicht vollständig statistisch erfasst und kann nur abgeschätzt werden.

Die Bedeutung der Eigenerzeugung in Zahlen:

- Im Rahmen der EEG-Prognose der Übertragungsnetzbetreiber zum Letztverbrauch für das Kalenderjahr 2013 wird die selbsterzeugte und selbstverbrauchte Strommenge auf 56,2 TWh geschätzt, davon entfallen 2,3 TWh auf die Eigenversorgung mittels Photovoltaik.
- Für 2014 wurde die selbsterzeugte und selbstverbrauchte Strommenge auf 47,1 TWh und für die PV auf 2,8 TWh prognostiziert (Energy Brainpool 2013).

- Der Rückgang gegenüber 2013 ist größtenteils mit einem statistischen Effekt zu begründen. Der bisher statistisch bei der Eigenversorgung eingerechnete Bahnkraftwerksstrom von 6 TWh wird ab 2014 als Letztverbrauch erfasst.

Eigenstromversorger werden künftig in die Finanzierung der Förderkosten einbezogen. Neben der Nichterfassung von der EEG-Umlage bestehen unter bestimmten Voraussetzungen weitere Begünstigungswirkungen für den selbst erzeugten Strom (z. B. Netzentgelte, Steuern). Zusammen bewirken diese Regelungen einen erheblichen wirtschaftlichen Anreiz zur Eigenerzeugung. Vor diesem Hintergrund haben Bundestag und Bundesrat mit der EEG-Novelle beschlossen, dass zukünftig auch neue Eigenstromversorgungsanlagen in die Förderkosten der erneuerbaren Energien einbezogen werden (siehe Kapitel II.2.3).

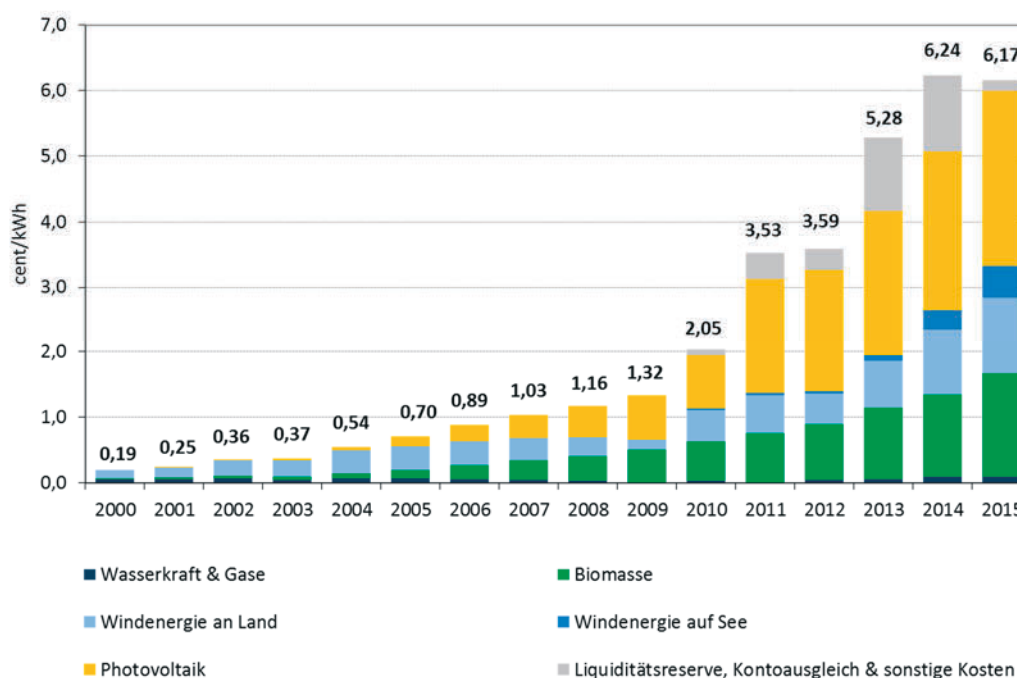
Grünstromprivileg

Das Grünstromprivileg ist mit der EEG-Novelle 2014 aufgehoben worden. Als Grünstromprivileg wurde die Regelung im bisherigen § 39 Abs. 1 EEG 2012 bezeichnet. Die EEG-Umlage verringert sich danach für Elektrizitätsversorgungsunternehmen um 2 ct/kWh, wenn mindestens 50 Prozent ihres an die Letztverbraucher veräußerten Stroms aus erneuerbaren Energien stammen, mindestens 20 Prozent aus fluktuierenden Energien stammen und sie keine Förderung durch das EEG erhalten. Die Umlagebefreiung gilt für das gesamte Stromportfolio des Elektrizitätsversorgungsunternehmens, also auch für den Strom, der nicht aus erneuerbaren Energien stammt. Aus der reduzierten EEG-Umlage ergibt sich die Anreizwirkung des Grünstromprivilegs. Im Jahre 2013 betrug die Strommenge, die über das Grünstromprivileg abgesetzt wurde 5,9 TWh. Mit der EEG-Novelle 2014 ist das Grünstromprivileg entfallen (siehe Kapitel II.2.3).

I.1.6.3 EEG-Umlage

Die Kostendynamik der Entwicklung der EEG-Umlage ist durchbrochen. Das EEG verpflichtet grundsätzlich Stromversorgungsunternehmen die EEG-Umlage zu zahlen. Die Stromversorgungsunternehmen geben die EEG-Umlage regelmäßig an die Stromverbraucher weiter. Die EEG-Umlage ergibt sich, in dem der EEG-Umlagebetrag (siehe Kapitel I.1.5.) auf den Stromverbrauch der nicht privilegierten Endkunden (Letztverbraucher) verteilt wird. In Abbildung I.1.9 ist die Entwicklung der EEG-Umlage seit dem Jahr 2000 dargestellt. Sie stieg im Jahr 2013 auf 5,28 ct/kWh und im Jahr 2014 auf 6,24 ct/kWh. Im Jahr 2015 wird die EEG-Umlage 6,17 ct/kWh betragen (ÜNB 2014b). Die steigende Kostendynamik der letzten Jahre wurde somit durchbrochen.

Abbildung I.1.9: Entwicklung der spartenbezogenen EEG-Umlage



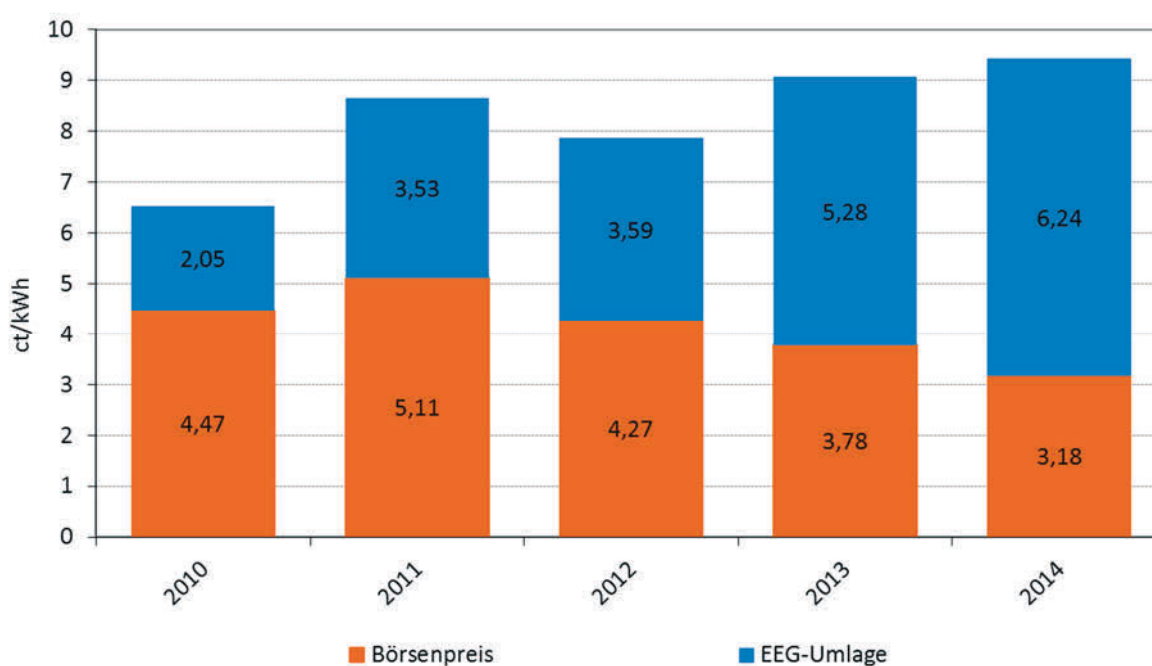
Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

* EEG-Umlage auf Basis der Prognose der Übertragungsnetzbetreiber

Vergütungsabsenkungen wirken der EEG-Umlagensteigerung entgegen. Der Anstieg der EEG-Umlage war in den letzten Jahren in erster Linie auf den starken Ausbau der erneuerbaren Energien und die steigenden Vergütungszahlungen zurückzuführen. Dazu trug insbesondere die Ausbaudynamik der Photovoltaik bei. Zu geringeren Teilen ist der Anstieg auch auf die gesunkenen Börsenstrompreise und die Entlastung bestimmter Verbrauchergruppen von der EEG-Umlage durch die Besondere Ausgleichsregelung zurückzuführen. Die deutlich gesunkenen Vergütungssätze für neue Photovoltaikanlagen und die mit der EEG-Novelle beschlossene Vergütungsabsenkungen bei Wind an Land und Biomasse wirken einer künftigen Kostensteigerung entgegen.

EEG-Umlage und Strombörsenpreis zusammen sind weniger stark gestiegen als die EEG-Umlage allein betrachtet. Das gestiegene Angebot an Strom aus erneuerbaren Energien führt stundenweise dazu, dass der Börsenpreis für kurzfristige Stromlieferungen sinkt (siehe Abbildung I.8.4). Eine gemeinsame Betrachtung von EEG-Umlage und Spotmarktpreis an der Strombörse (siehe Abbildung I.1.10) zeigt, dass die Summe aus EEG-Umlage und Börsenstrompreis seit dem Jahr 2010 in geringerem Maße als die EEG-Umlage anstieg.

Abbildung I.1.10: Summe aus dem durchschnittlichen Börsenstrompreis und der EEG-Umlage



Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie auf Basis von Daten der European Power Exchange Paris

I.1.7 Merit-Order-Effekt durch erneuerbare Energien

Das Stromangebot dämpft die Börsenstrompreise. Das Stromangebot aus erneuerbaren Energien wird an der Börse vermarktet (EPEX Spot). Dort verringert dieses Stromangebot die Nachfrage nach konventionellem Strom und verdrängt entsprechend der Merit-Order (Einsatzreihenfolge von Kraftwerken nach deren kurzfristigen Grenzkosten) Kraftwerke mit höheren variablen Kosten. Der überwiegende Anteil der erneuerbaren Energien hat keine Brennstoffkosten und CO₂-Kosten, die bei konventionellen Energien die Grenzkosten ausmachen.

Der Umfang des Merit-Order-Effekts wird geschätzt. Der Merit-Order-Effekt ist wissenschaftlich anerkannt. Für die eindeutige Bestimmung des Merit-Order-Effekts gibt es jedoch keinen wissenschaftlichen Konsens. Die Höhe der preissenkenden Wirkungen fällt je nach methodischem Ansatz und den jeweils getroffenen Annahmen unterschiedlich aus. Der Merit-Order-Effekt ist daher schwer zu quantifizieren, da die Strombörsenpreise nicht nur von der Einspeisung der erneuerbaren Energien, sondern von sehr vielen Einflussfaktoren abhängen (Brennstoffpreise, CO₂-Preise, Einspeisung der erneuerbaren Energien, konventionelle Kraftwerkskapazitäten, Kopplung der Märkte). Zudem variieren Faktoren je nach aktueller Preis- und Laststruktur. Mehrere wissenschaftliche Studien kommen zu dem Ergebnis, dass der Merit-Order-Effekt in der Vergangenheit, auch unter konservativen Annahmen, eine erhebliche Größenordnung hatte. Nach ISI, DIW, GWS, IZES 2014 liegt der Merit-Order Effekt im Jahre 2013 bei 3,3 Milliarden Euro. Dies entspricht rechnerisch einer Absenkung des Börsenstrompreises um 6,2 Euro pro Megawattstunde.

I.2 Energieverbrauch und Energieeffizienz

Der Primärenergieverbrauch ist im Jahr 2013 gegenüber dem Vorjahr angestiegen. Die niedrigen Temperaturen des Jahres 2013 waren ein maßgeblicher Grund dafür, dass der Primärenergieverbrauch um 2,8 Prozent gegenüber dem Wert für 2012 angestiegen ist. Bereinigt um Temperatur- und Lagerbestandseffekte liegt der Primärenergieverbrauch im Jahr 2013 um etwa 1,9 Prozent über dem Vorjahresniveau. Gegenüber dem Zielbezugsjahr 2008 ist der Primärenergieverbrauch um 3,8 Prozent zurückgegangen. Fossile Energieträger haben im Jahr 2013 mit 81,1 Prozent weiterhin den höchsten Anteil am Primärenergieverbrauch. Der Beitrag der erneuerbaren Energien zum Primärenergieverbrauch konnte 2013 weiter ausgebaut werden und liegt im Jahr 2013 bei 10,4 Prozent.

2014 sinkt der Primärenergieverbrauch gegenüber 2013. Nach einer ersten Abschätzung der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen auf Basis der ersten neun Monate des Jahres 2014 wird der Primärenergieverbrauch in Deutschland im Jahr 2014 um 5 Prozent sinken. Bereinigt um die Effekte des extrem milden Winters wird der Primärenergieverbrauch um 2 Prozent unter dem Vorjahresergebnis liegen.

Der Bruttostromverbrauch ist rückläufig. Er sank im Jahr 2013 auf knapp 598 TWh und liegt somit um 1,5 Prozent unter dem Vorjahreswert. Bezogen auf das Basisjahr 2008 ist er um 3,2 Prozent gesunken.

Die Energieproduktivität steigt im jährlichen Durchschnitt. Die gesamtwirtschaftliche Primärenergieproduktivität konnte im Zeitraum 2008 bis 2013 jährlich um durchschnittlich 1,2 Prozent gesteigert werden (temperatur- und lagerbestandsbereinigt: 1,5 Prozent). Im gleichen Zeitraum erhöhte sich die gesamtwirtschaftliche Endenergieproduktivität um durchschnittlich 0,2 Prozent pro Jahr.

Energieeinsparungen sind ein zentraler Aspekt der Energiepolitik. Die Senkung des Energieverbrauchs durch eine Steigerung der Energieeffizienz ist eine tragende Säule der Energiewende. Energieeinsparungen schonen Klima und Umwelt und tragen wesentlich zu einer Senkung der Kosten der Energieversorgung für alle Verbrauchergruppen bei. Zudem leistet eine Reduktion der Nachfrage nach Energie auch einen Beitrag zur Steigerung der Versorgungssicherheit. Das Einsparen von Energie ist demnach ein zentraler Aspekt der Energiepolitik zur Erreichung der energiepolitischen Ziele Bezahlbarkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit. Zugleich wird die Importabhängigkeit reduziert.

Die Energieeffizienz wird durch die Energieproduktivität gemessen. Die Energieproduktivität setzt eine Nutzengröße ins Verhältnis zur Energiemenge, die für das Erreichen dieses Nutzens eingesetzt wurde. Diese Nutzengröße ist häufig das preisbereinigte (reale) Bruttoinlandsprodukt (BIP) Deutschlands als Maß für die wirtschaftliche Leistung der deutschen Volkswirtschaft. Das Energiekonzept der Bundesregierung bezieht das Effizienzziel auf die Endenergieproduktivität, also reales BIP pro Einheit Endenergieverbrauch.

Verschiedene Faktoren beeinflussen den Energieverbrauch. Der Energieverbrauch und damit auch die Energieeffizienz hängen von verschiedenen Faktoren ab. Dazu gehören Witterung, konjunkturelle Einflüsse, Preiseffekte, Verhaltensweisen sowie Strukturänderungen. Für eine Beurteilung der Energieeffizienzsteigerung (z. B. durch eine bessere Gebäudedämmung, effizientere Elektrogeräte oder sparsamere Motoren) muss der Einfluss dieser Faktoren berücksichtigt werden.

I.2.1 Energieverbrauch

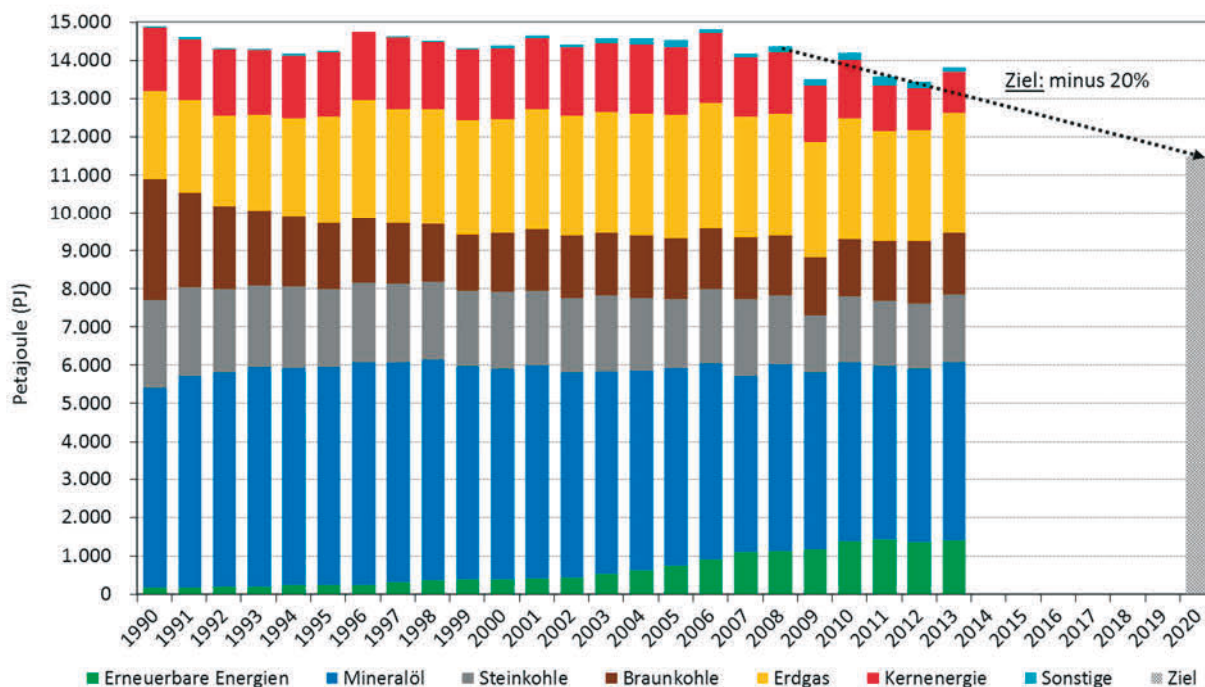
Die Ziele zur Energieeinsparung sind ambitioniert. Die Bundesregierung hat sich ambitionierte Ziele bei der Senkung des Energie- und speziell des Stromverbrauchs gesetzt. Der Primärenergieverbrauch soll bis zum Jahr 2020 um 20 Prozent und bis zum Jahr 2050 um 50 Prozent gegenüber 2008 gesenkt werden. Zudem soll der Stromverbrauch gegenüber dem Jahr 2008 in einer Größenordnung von 10 Prozent bis 2020 und von 25 Prozent bis 2050 sinken.

I.2.1.1 Primärenergieverbrauch

Der Primärenergieverbrauch ist im Jahr 2013 gegenüber dem Vorjahr gestiegen. Im Jahr 2013 stieg der Primärenergieverbrauch in Deutschland gegenüber dem Vorjahr 2012 um 2,8 Prozent auf 13.828 PJ (siehe Abbildung I.2.1). Der Anstieg des Primärenergieverbrauchs ist im Wesentlichen auf die niedrigen Temperaturen insbesondere in der ersten Hälfte des Jahres 2013 zurückzuführen. Die Durchschnittstemperaturen von insgesamt sechs Monaten des Jahres 2013 lagen zum Teil deutlich unter den Werten des Vorjahres. Seit dem Zielbezugsjahr 2008 hat sich der Primärenergieverbrauch in Deutschland um 3,8 Prozent bis zum Jahr 2013 verringert.

Der langfristige Trend der Primärenergieverbrauchsentwicklung ist rückläufig. Die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs folgt in Deutschland seit 1990 einem rückläufigen Trend (siehe Abbildung I.2.1). Auf Grund der Temperaturentwicklung schwankt der Primärenergieverbrauch (siehe jährliche Darstellung in Abbildung I.2.1). Bei Berücksichtigung des Witterungs- und Lagerbestandeffekts ergibt sich nach den Berechnungen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) für das Jahr 2013 ein bereinigter Primärenergieverbrauch, der um 1,9 Prozent über dem Niveau des Vorjahres liegt.

Abbildung I.2.1: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern

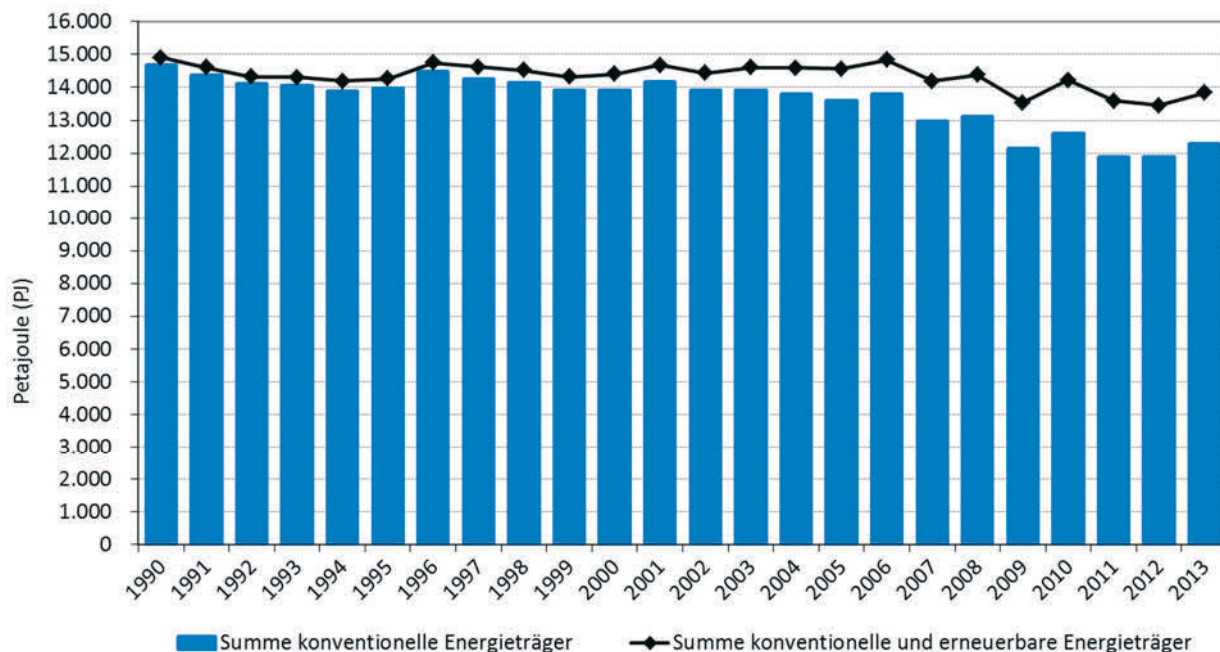


Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen

Die Zusammensetzung des Primärenergieverbrauchs zeigt unterschiedliche Entwicklungen. Bei den Wärmeenergieträgern Heizöl und Erdgas führte der lange und kalte Winter zu einem Verbrauchsanstieg, so dass der Mineralölverbrauch insgesamt um 2,5 Prozent und der Erdgasverbrauch um 8,4 Prozent gegenüber dem Vorjahr 2012 angestiegen ist. Mineralöl und Erdgas decken mit einem Anteil von 33,6 Prozent und 22,9 Prozent über die Hälfte des Primärenergieverbrauchs in Deutschland im Jahr 2013 ab. Der Anteil der Braunkohlen am Primärenergieverbrauch ist auf 11,8 Prozent zurückgegangen, während die Steinkohlen einen Anteil von 12,9 Prozent am Primärenergieverbrauch haben. Der Anteil der Kernenergie am Primärenergieverbrauch sank von 8,1 Prozent im Jahr 2012 auf 7,7 Prozent im Jahr 2013. Die erneuerbaren Energien konnten ihren Anteil am Primärenergieverbrauch von 10,3 Prozent im Jahr 2012 auf 10,4 Prozent im Jahr 2013 erneut steigern.

Der Anteil der erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch nimmt zu. Erneuerbare Energien tragen in zunehmenden Maße zum Primärenergieverbrauch in Deutschland bei. Der Primärenergieverbrauch basierend nur auf fossilen Energieträgern sowie auf Kernenergie ist im Durchschnitt der letzten Jahre absolut zurückgegangen (siehe Abbildung I.2.2). Der nur auf konventionellen Energieträgern (fossil und nuklear) basierende Primärenergieverbrauch ist von 13.103 PJ im Jahr 2008 auf 12.281 PJ im Jahr 2013 und damit um 6,3 Prozent gesunken.

Abbildung I.2.2: Entwicklung des gesamten (erneuerbar, fossil und nuklear) und des nur auf konventionellen Energieträgern (fossil und nuklear) basierenden Primärenergieverbrauchs



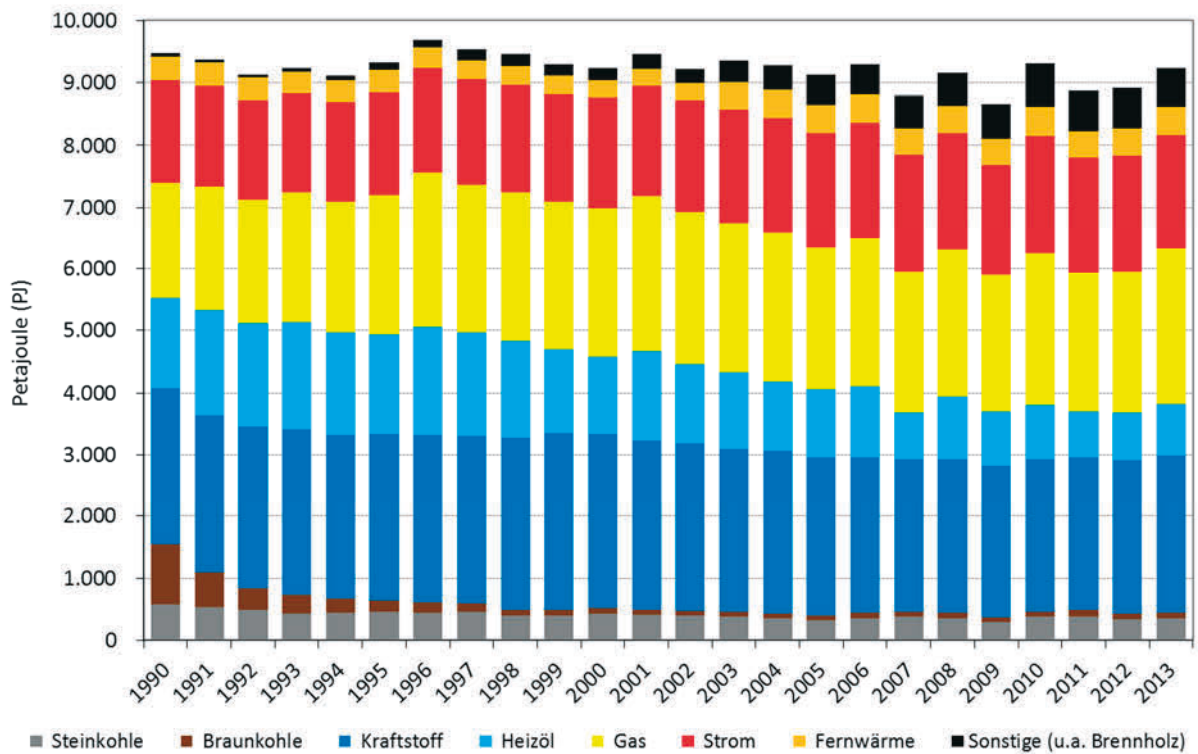
Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen

2014 sinkt der Primärenergieverbrauch gegenüber 2013. Nach einer ersten Abschätzung der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen auf Basis der ersten neun Monate des Jahres 2014 wird der Primärenergieverbrauch in Deutschland im Jahr 2014 um 5 Prozent sinken. Bereinigt um die Effekte des extrem milden Winters wird der Primärenergieverbrauch um 2 Prozent unter dem Vorjahresergebnis liegen.

I.2.1.2 Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren

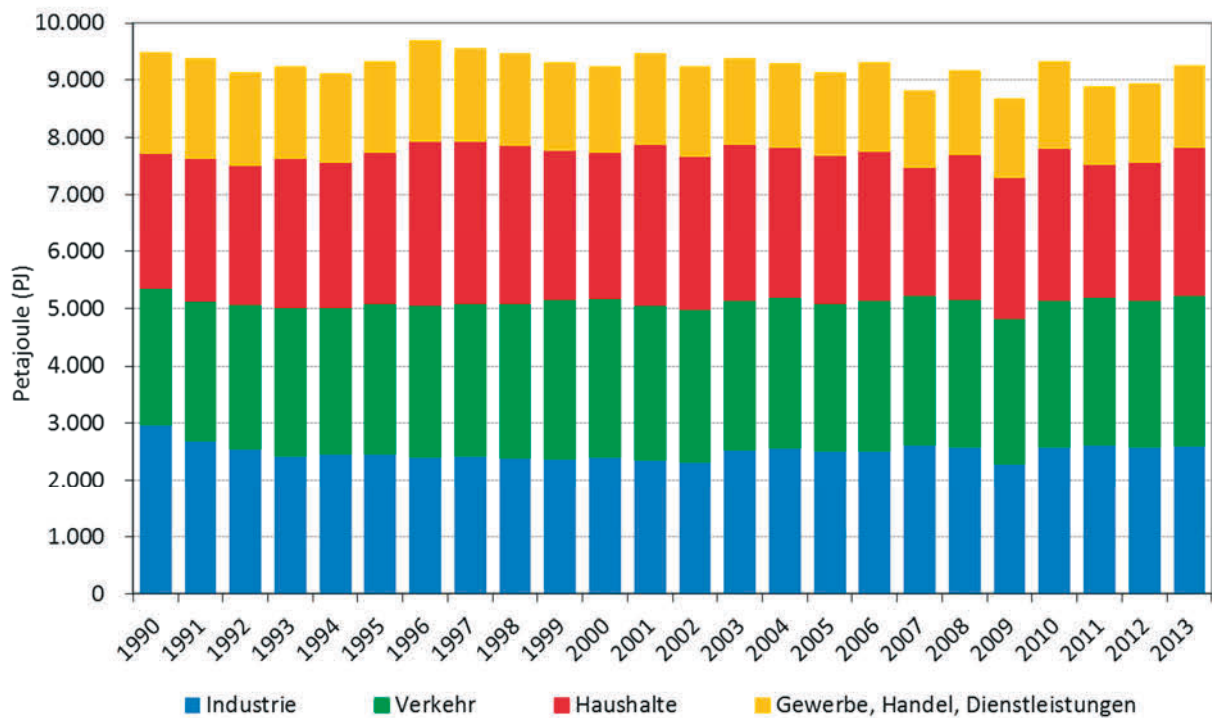
Der Endenergieverbrauch hat gegenüber dem Vorjahr zugenommen. Auf Grund der im Vergleich zum Vorjahr wesentlich kühleren Witterung hat die Nachfrage nach Endenergie – insbesondere zur Abdeckung des erhöhten Wärmebedarfs - im Jahr 2013 zugenommen. Der Endenergieverbrauch ist von 8.919 PJ im Jahr 2012 auf 9.269 PJ im Jahr 2013 um 3,9 Prozent angestiegen. Dies lässt sich auch an den Verbrauchsstrukturen in den Abbildungen I.2.3 und I.2.4 erkennen. Insbesondere der vorrangig zum Heizen verwendete Energieträger Erdgas wurde 2013 vermehrt benötigt und nahm gegenüber dem Vorjahr erheblich an Bedeutung zu. Die privaten Haushalte nutzen über 70 Prozent der Endenergie für Heizzwecke, so dass der Anteil der privaten Haushalte am Endenergieverbrauch im Jahr 2013 deutlich angestiegen ist. In den weitgehend temperaturunabhängigen Sektoren Verkehr und Industrie hat sich der Endenergieverbrauch dagegen kaum verändert. Bereinigt um Temperatur- und Lagerbestandseffekte hat der Endenergieverbrauch im Jahr 2013 um 2,3 Prozent gegenüber dem Vorjahr 2012 zugenommen.

Abbildung I.2.3: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern



Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen

Abbildung I.2.4: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Sektoren



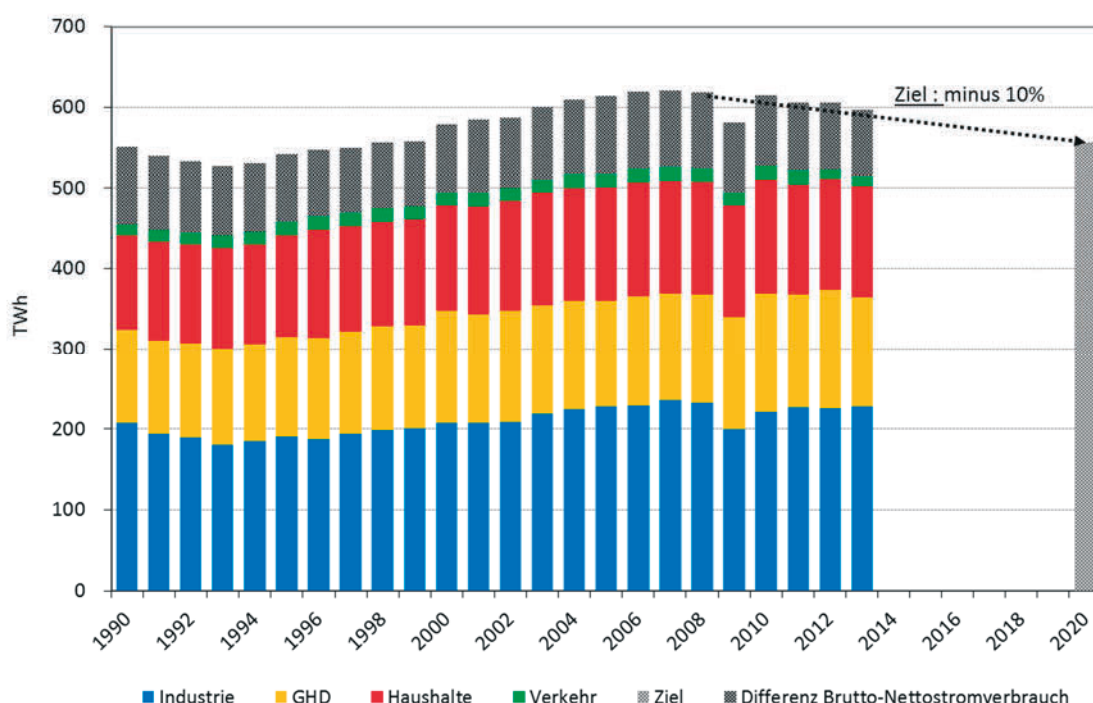
Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen

I.2.1.3 Stromverbrauch

Der Bruttostromverbrauch ist rückläufig. Der Bruttostromverbrauch entspricht der gesamten inländischen Stromgewinnung zuzüglich der Stromflüsse aus dem Ausland und abzüglich der Stromflüsse ins Ausland. Er sank im Jahr 2013 mit knapp 598 TWh um 1,5 Prozent unter den Vorjahreswert (siehe Abbildung I.2.5). Im Vergleich zum Zielbezugsjahr 2008 mit einem Bruttostromverbrauch von 618 TWh hat sich der Bruttostromverbrauch um 3,2 Prozent verringert. Der durchschnittliche jährliche Rückgang des Bruttostromverbrauchs zwischen 2008 und 2013 beträgt 0,7 Prozent. Um das Ziel des Energiekonzepts zu erreichen, müsste der Bruttostromverbrauch zwischen 2008 und 2020 jährlich um durchschnittlich 0,87 Prozent zurückgehen. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch beträgt im Jahr 2013 25,22 Prozent (2012: 23,63 Prozent).

Auch der Nettostromverbrauch ist rückläufig. Der von den Endverbrauchern konsumierte Nettostromverbrauch entspricht dem Bruttostromverbrauch abzüglich der Netz- bzw. Übertragungsverluste und des Eigenstromverbrauchs der Kraftwerke. Der Nettostromverbrauch ging 2013 mit 515 TWh um 1,6 Prozent gegenüber dem Vorjahr zurück (siehe Abbildung I.2.5).

Abbildung I.2.5: Entwicklung des Brutto- und Nettostromverbrauchs



Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen

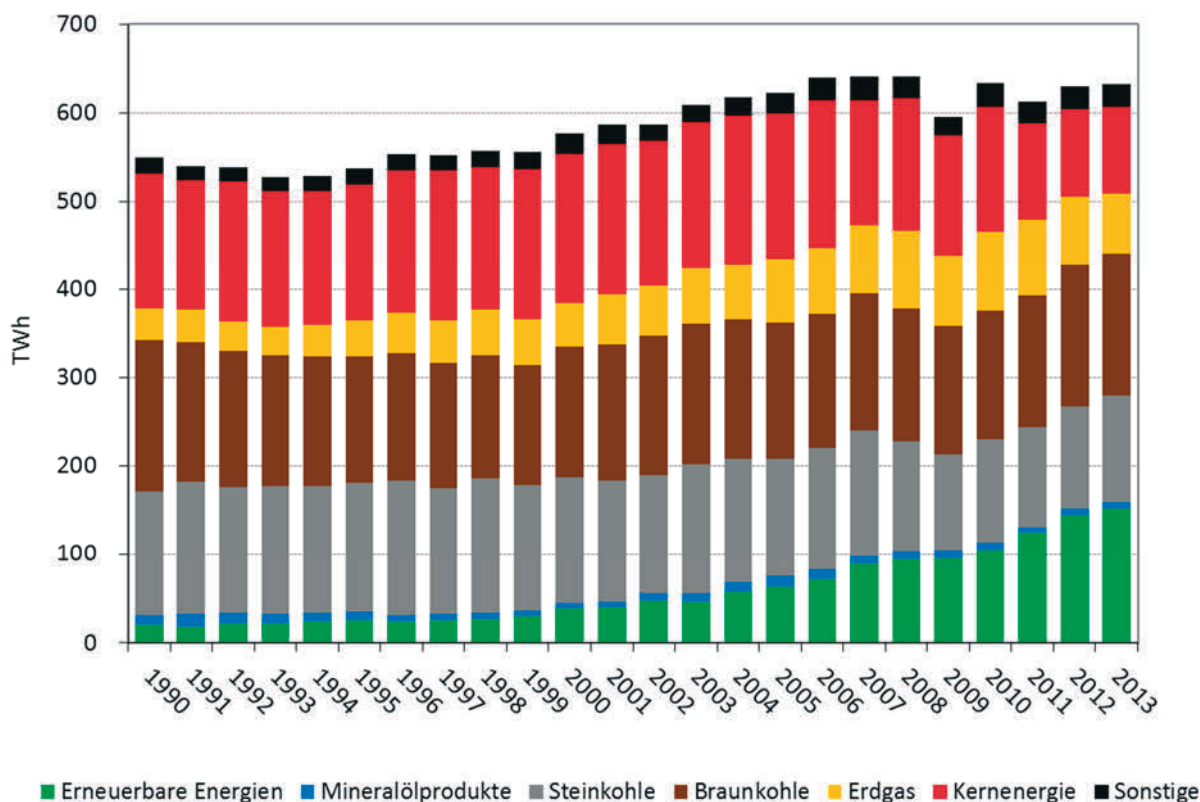
I.2.1.4 Stromerzeugung

Die Bruttostromerzeugung in Deutschland nahm im vergangenen Jahr zu. Die Bruttostromerzeugung umfasst die insgesamt erzeugte Strommenge eines Landes. Sie hat in Deutschland im Jahr 2013 erneut zugenommen und stieg um 0,3 Prozent im Vergleich zum Vorjahr auf 632,1 TWh an (siehe Abbildung I.2.6).

Es wurde mehr Strom ausgeführt als eingeführt. Die hohe Stromerzeugung und der gleichzeitig gesunkene Stromverbrauch führten zu einem Ausfuhrüberschuss beim Stromaustausch mit den Nachbarländern in Höhe von 30,7 TWh (siehe Kapitel III.3.1.3).

Die inländische Stromerzeugung beruht auf einem breiten Energieträgermix. Die beiden wichtigsten Energieträger blieben die Braunkohle mit einem Anteil von 25,5 Prozent und die erneuerbaren Energien, welche ihren Anteil von 22,8 Prozent im Jahr 2012 auf 23,9 Prozent im Jahr 2013 steigerten. Die Windkraft ist mit einem Anteil von rund acht Prozent an der gesamten Stromerzeugung auch im Jahr 2013 bedeutendster erneuerbarer Stromerzeuger. Die Steinkohle weitete ihren Anteil an der Stromerzeugung von 18,5 auf 19,3 Prozent aus. Der Anteil der Kernenergie bzw. des Erdgases an der Bruttostromerzeugung ist 2013 von 15,8 auf 15,4 Prozent bzw. von 12,1 auf 10,7 Prozent gesunken.

Abbildung I.2.6: Entwicklung der Bruttostromerzeugung nach Energieträgern



Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen

I.2.2 Energieeffizienz

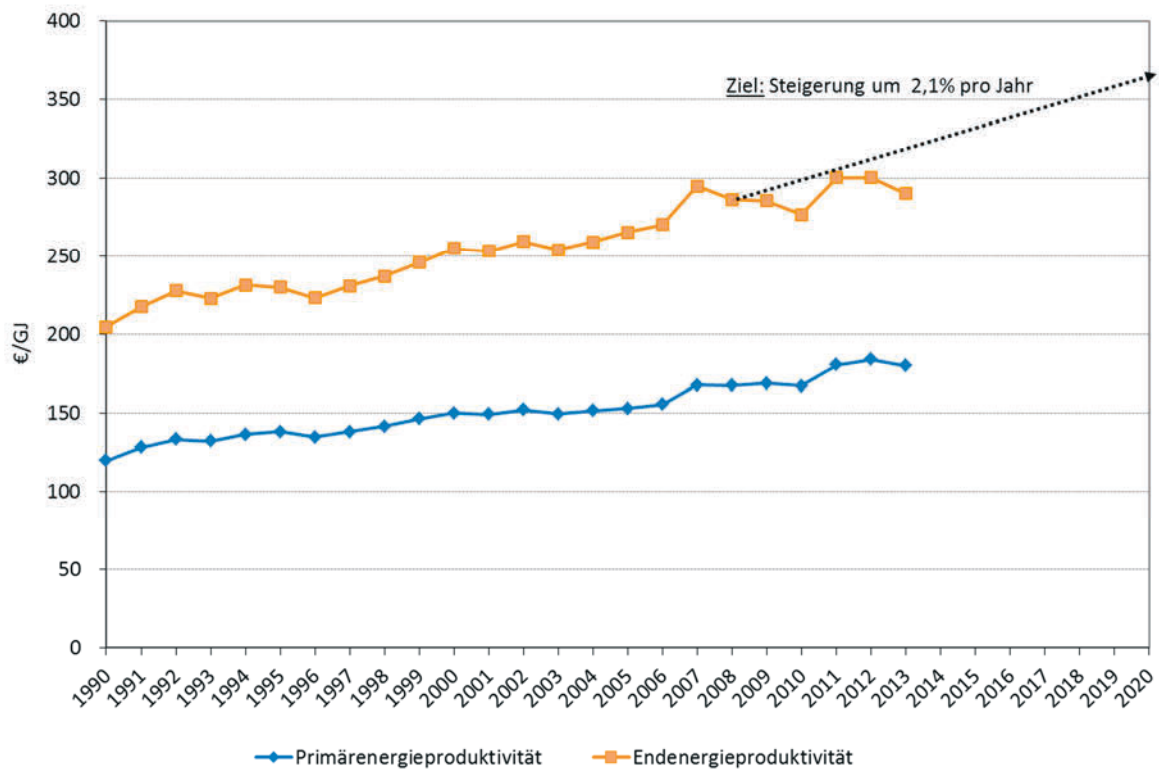
Laut Energiekonzept 2010 soll die Energieproduktivität bezogen auf den Endenergieverbrauch (Endenergieproduktivität) zwischen den Jahren 2008 und 2050 um durchschnittlich 2,1 Prozent pro Jahr gesteigert werden.

I.2.2.1 Energieproduktivität

Die Primärenergieproduktivität ist gegenüber dem Vorjahr gesunken. Im Jahr 2013 betrug die gesamtwirtschaftliche Primärenergieproduktivität (Verhältnis reales BIP zum gesamten Primärenergieverbrauch) 193,9 €/GJ und ist damit gegenüber dem Vorjahr (2012: 199,2 €/GJ) um 2,7 Prozent geringer (siehe untere Kurve in Abbildung I.2.7). Im jährlichen Mittel hat sich die Primärenergieproduktivität seit 2008 um durchschnittlich 1,2 Prozent pro Jahr erhöht.

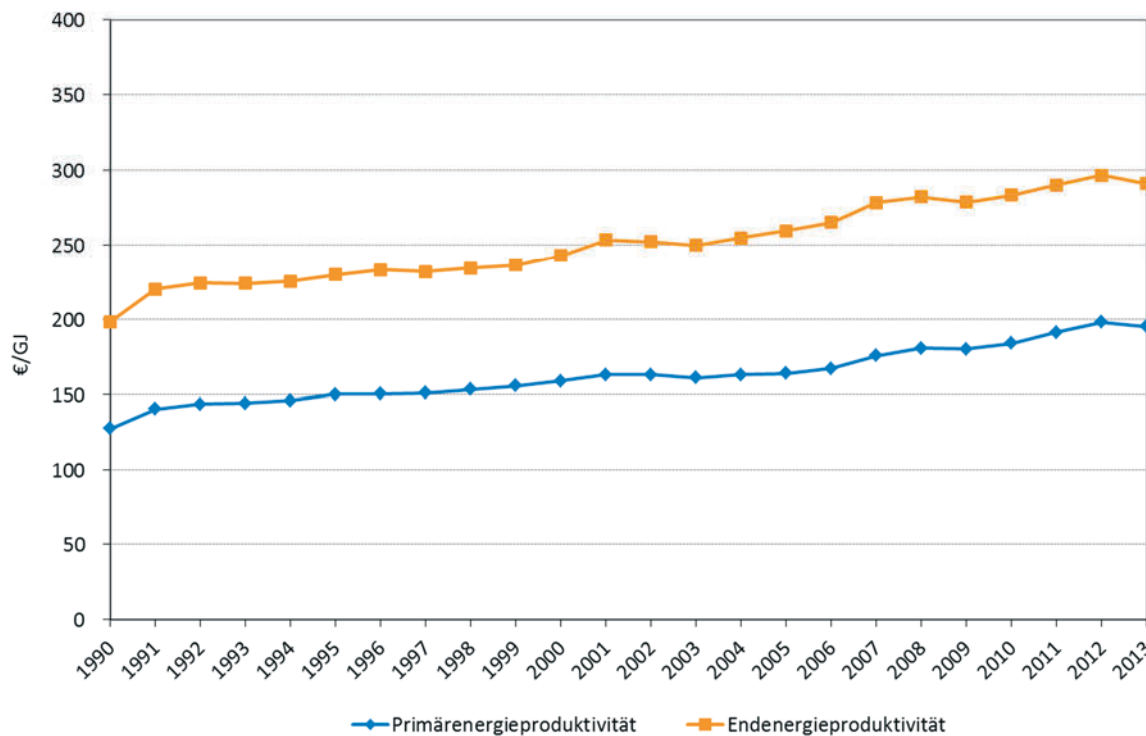
Temperaturbereinigt ist die Primärenergieproduktivität gegenüber dem Vorjahr weniger stark gesunken. Die zeitliche Entwicklung der Primärenergieproduktivität ist in den einzelnen Jahren sehr unterschiedlich, wofür konjunkturelle Effekte und Witterungsunterschiede verantwortlich sind. Bereinigt um Temperatur- und Lagerbestandeffekte sind diese Schwankungen weniger stark ausgeprägt (siehe untere Kurve in Abbildung I.2.8) und für das Jahr 2013 ergibt sich eine bereinigte Primärenergieproduktivität von 194,8 €/GJ, was eine Reduktion um 1,8 Prozent im Vergleich zum Vorjahr (2012: 198,3 €/GJ) darstellt. Seit 2008 hat sich die um Temperatur und Lagerbestand bereinigte Primärenergieproduktivität um durchschnittlich 1,51 Prozent pro Jahr erhöht.

Abbildung I.2.7: Entwicklung der gesamtwirtschaftlichen Primär- und Endenergieproduktivität



Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen

Abbildung I.2.8: Entwicklung der temperatur- und lagerbestandsbereinigten gesamtwirtschaftlichen Primär- und Endenergieproduktivität



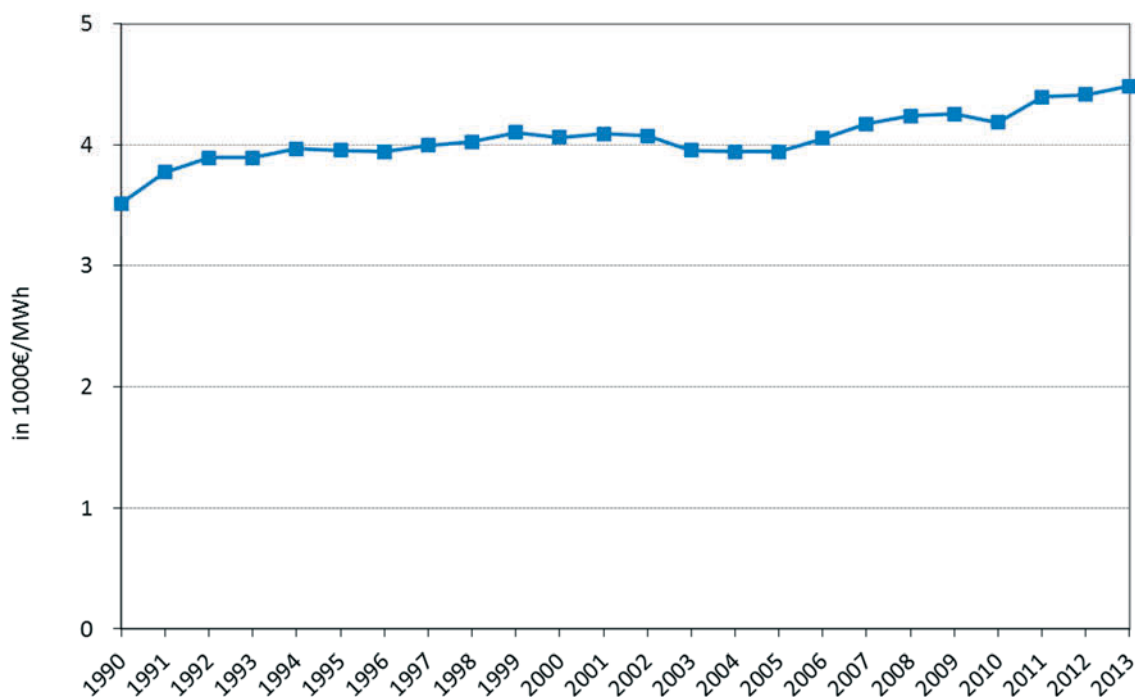
Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen

Die Endenergieproduktivität ist gegenüber dem Vorjahr zurückgegangen. Die gesamtwirtschaftliche Endenergieproduktivität beschreibt das reale BIP bezogen auf den gesamten Endenergieverbrauch. Sie lag 2013 bei 289,3 €/GJ. Gegenüber dem Vorjahr (2012: 300,4 €/GJ) hat sie damit um 3,7 Prozent abgenommen (siehe obere Kurve in Abbildung I.2.7). Im Jahr 2008 betrug die Endenergieproduktivität noch 286,4 €/GJ. Dies entspricht einer durchschnittlichen jährlichen Steigerung von 0,20 Prozent zwischen 2008 und 2013.

Temperaturbereinigt ist die Endenergieproduktivität gegenüber dem Vorjahr weniger stark gesunken. Die obere Kurve in Abbildung I.2.8 stellt die Entwicklung der um Temperatur und Lagerbestand bereinigten gesamtwirtschaftlichen Endenergieproduktivität der Bundesrepublik Deutschland dar. Demnach hat sich die bereinigte gesamtwirtschaftliche Endenergieproduktivität 2013 mit 291,1 €/GJ im Vergleich zum Vorjahr (2012: 296,6 €/GJ) um 1,9 Prozent verringert. Seit dem Jahr 2008 beträgt der mittlere jährliche Anstieg der bereinigten gesamtwirtschaftlichen Endenergieproduktivität 0,62 Prozent.

Die gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität ist 2013 deutlich gestiegen. Zu einer Steigerung der allgemeinen Energieproduktivität kann u. a. eine Erhöhung der Stromeffizienz beitragen. Die gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität (reales BIP bezogen auf den gesamten Bruttostromverbrauch) ist im Jahr 2013 um 1,6 Prozent gegenüber dem Vorjahr (2012: 4,42 €/kWh) auf 4,49 €/kWh angestiegen und verzeichnet somit erneut einen kräftigen Zuwachs (siehe Abbildung I.2.9). Im Durchschnitt ist die gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität seit 2008 um 1,1 Prozent pro Jahr angestiegen. Der seit Anfang der 90er Jahre bestehende Trend zur zunehmenden Entkopplung von Wirtschaftswachstum und Entwicklung des Stromverbrauchs hat sich also auch im Jahr 2013 weiter fortgesetzt. Gründe für die Steigerung der Stromeffizienz sind der Einsatz effizienterer Technik, der steigende Anteil des weniger stromintensiven Dienstleistungssektors am Bruttoinlandsprodukt sowie der bewusster Umgang der Verbraucher mit Energie.

Abbildung I.2.9: Entwicklung der gesamtwirtschaftlichen Stromproduktivität



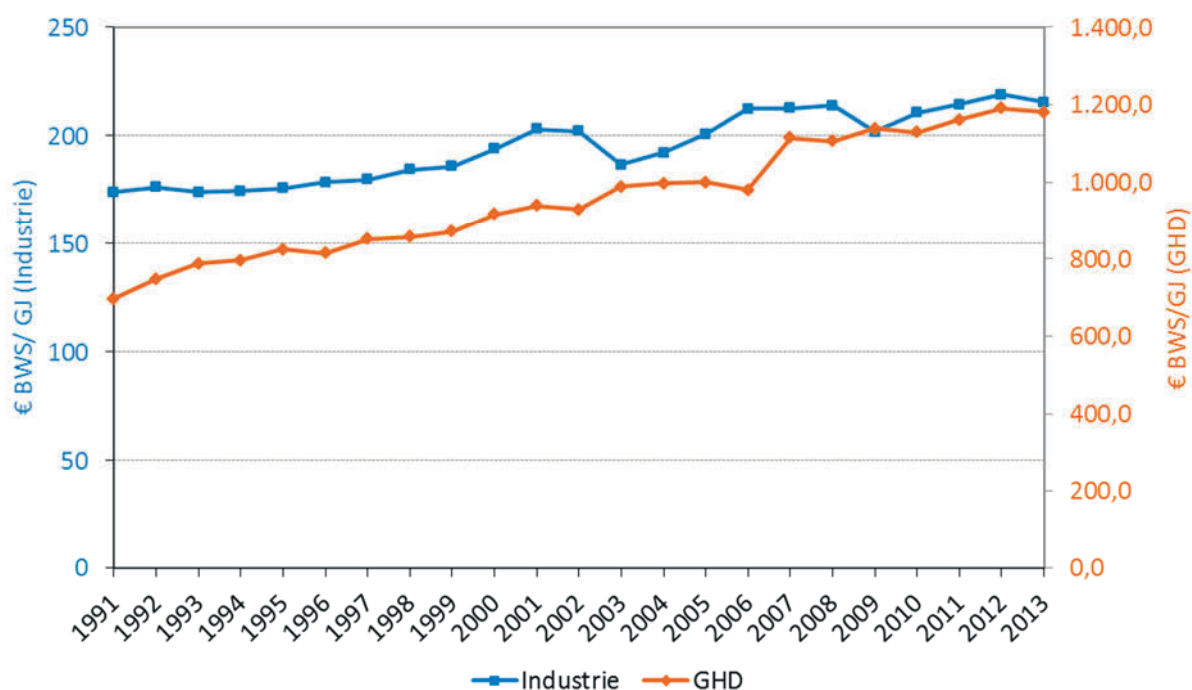
Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen

I.2.2.1 Energieproduktivität in den einzelnen Sektoren

Der Anstieg der Endenergieproduktivität in der Industrie setzt sich weiter fort. Konjunkturelle Schwankungen und Innovationszyklen machen sich bei der Entwicklung der temperaturbereinigten Endenergieproduktivität im Industrie-Sektor sehr stark bemerkbar. So sind in Abbildung I.2.10 deutliche Einbrüche in der temperaturbereinigten Endenergieproduktivität in den Jahren 2003 und 2009 mit schwacher Konjunktur zu erkennen, was auf unterausgelastete Produktionskapazitäten zurückgeführt werden kann. Allerdings hat sich der seit 1991 bestehende Aufwärtstrend bei der temperaturbereinigten Endenergieproduktivität auch im Jahr 2013 fortgesetzt. Zwischen 2008 und 2013 ist die temperaturbereinigte Endenergieproduktivität im Industrie-Sektor um durchschnittlich 0,1 Prozent pro Jahr angestiegen. Ein Grund für die Steigerung der Energieeffizienz im Industrie-Sektor ist die zunehmende gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme in Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen. Ein weiterer Grund für die Steigerung der temperaturbereinigten Endenergieproduktivität im Industrie-Sektor ist jedoch auch eine generelle Entwicklung von energieintensiver Produktion hin zu weniger energieintensiven Sektoren.

Bei Gewerbe, Handel und Dienstleistungen steigt die Endenergieproduktivität leicht. Zum Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) zählen u. a. das Baugewerbe, Krankenhäuser, Schulen, die Landwirtschaft und der öffentliche Dienst. In diesen Bereichen ist die Abhängigkeit von konjunkturellen Schwankungen weniger stark ausgeprägt als im Industrie-Sektor. Dementsprechend ist die Steigerung der temperatur- und lagerbestandsbereinigten Endenergieproduktivität in Abbildung I.2.10 kontinuierlich und unterliegt kaum Konjunkturschwankungen. Zwischen 2008 und 2013 ist die temperatur- und lagerbestandsbereinigte Endenergieproduktivität im Sektor GHD durchschnittlich um jährlich 1,3 Prozent gestiegen. Zu diesem starken Anstieg hat eine verbesserte Wärmedämmung, eine zunehmende Automatisierung und Prozessoptimierung sowie die Modernisierung von eingesetzten Maschinen und Anlagen geführt.

Abbildung I.2.10: Entwicklung der temperaturbereinigten Endenergieproduktivität im Sektor Industrie und der temperatur- und lagerbestandsbereinigten Endenergieproduktivität im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)



Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen

Verkehr und private Haushalte liegen im Trend steigender Energieeffizienz. Der Verkehrssektor weist seit 1990 ebenfalls eine Erhöhung der Energieeffizienz auf (siehe Kapitel I.4). Auch die privaten Haushalte haben in den letzten zehn Jahren ihren temperaturbereinigten spezifischen Endenergieverbrauch senken können (siehe Kapitel I.3.1).

I.3 Energetische Gebäudesanierung und energieeffizientes Bauen

Ein erheblicher Anteil des Endenergieverbrauchs in Deutschland entfällt auf den Gebäudesektor.

Der Wärmebedarf ist gegenüber dem Zielbezugsjahr 2008 gestiegen. Ein erheblicher Anteil des Endenergieverbrauchs in Deutschland entfällt auf den Gebäudesektor. Der Wärmebedarf entspricht dem Endenergieverbrauch für die Wärmebereitstellung in Gebäuden. Dazu zählen der gebäuderelevante Endenergieverbrauch für Raumwärme und –kühlung, Warmwasserbereitung sowie Beleuchtung in Nichtwohngebäuden. Aufgrund des strengen und lang anhaltenden Winters ist der Wärmebedarf im Jahr 2013 mit 3.484 PJ gegenüber dem Zielbezugsjahr 2008 um 0,8 Prozent gestiegen.

Der spezifische Endenergieverbrauch ist rückläufig. Für private Haushalte hat sich der spezifische Endenergieverbrauch für Raumwärme seit 2008 um 4,4 Prozent auf 147 kWh/m² verringert. Temperaturbereinigt beträgt der spezifische Endenergieverbrauch für Raumwärme im Jahr 2013 144 kWh/m² und hat sich somit gegenüber 2008 mit 161 kWh/m² um 10,8 Prozent verringert.

Der Primärenergiebedarf ist 2013 um 6,1 Prozent höher als im Vorjahr. Der Primärenergiebedarf betrug im Jahr 2013 4.219 PJ. Gegenüber dem Zielbezugsjahr 2008 hat sich der Primärenergiebedarf trotz des o.g. Witterungseffekts um 3,6 Prozent verringert.

Ein nahezu klimaneutraler Gebäudebestand ist das Ziel. Ziel der Bundesregierung ist es, bis zum Jahr 2050 einen nahezu klimaneutralen Gebäudebestand zu haben. Dazu müssen der Energieverbrauch der Gebäude gesenkt und gleichzeitig der Ausbau der erneuerbaren Energien vorangetrieben werden. Bis zum Jahr 2020 soll der Wärmebedarf um 20 Prozent und der Primärenergiebedarf in der Größenordnung von 80 Prozent bis zum Jahr 2050 gesenkt werden (jeweils gegenüber dem Zielbezugsjahr 2008). Dafür ist eine deutliche Erhöhung der Sanierungsintensitäten (Sanierungsrate) erforderlich.

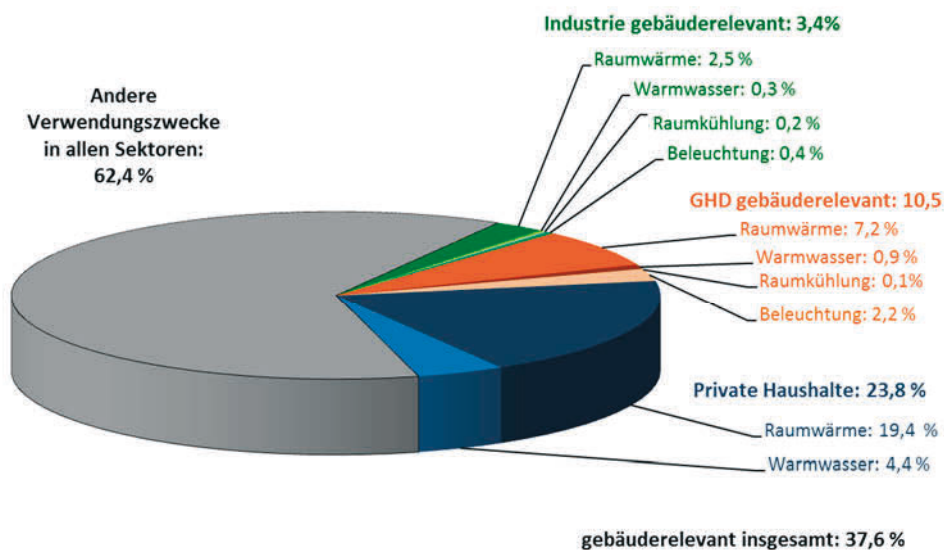
I.3.1 Gebäuderelevanter Endenergieverbrauch – Wärmebedarf

Die Endenergie für den Gebäudebetrieb ist eine zentrale Größe. Ein erheblicher Anteil des Endenergieverbrauchs in Deutschland entfällt auf den Gebäudesektor. Endenergie für den Gebäudebetrieb umfasst den Einsatz der jeweiligen Energieträger. Durch Reduzierung der Wärmeverluste über die Gebäudehülle (Wände, Fenster, Dach, Keller, Lüftung etc.) sowie der Energieverluste bei der Haustechnik (Leitungs-, Speicher-, Übergabe- und Erzeugungsverluste etc.) kann der Endenergieverbrauch erheblich reduziert werden.

Der Wärmebedarf wird gemäß Energieeinsparrecht bestimmt. Als gebäuderelevante Endenergieverbräuche für Wärme (Wärmebedarf) werden gemäß der Definition im Energieeinsparrecht – und damit im Gebäudeenergieausweis – die Bedarfswerte für Raumwärme (Heizung), Raumkühlung und Warmwasserbereitung ausgewiesen. Das sind diejenigen Energiemengen, die ein Wärmeerzeuger für so genannte Nutzwärme im Gebäudebetrieb bereitstellen muss. Zusätzlich werden in Nichtwohngebäuden die Stromverbräuche für die (fest installierte) Beleuchtung bilanziert. Prozessenergie, z. B. für den Betrieb von Haushaltsgeräten und Computer, zählt nicht zum Endenergieverbrauch des Gebäudesektors.

Der Gebäudesektor macht einen erheblichen Anteil am gesamten Endenergieverbrauch aus. Der gebäudespezifische Anteil des Endenergieverbrauchs lag im Jahr 2013 bei 37,6 Prozent. Auf den Endenergieverbrauch für Raumwärme und –kühlung sowie Warmwasserbereitung und Beleuchtung entfallen im Jahr 2013 37,6 Prozent des Endenergieverbrauchs (29,4 Prozent für Raumwärme und –kühlung, 5,5 Prozent für die Warmwasserbereitung, 2,6 Prozent für Beleuchtung) (siehe Abbildung I.3.1). Den größten Anteil am gebäudebezogenen Endenergieverbrauch haben die privaten Haushalte. Ihr Anteil liegt bei über 63 Prozent, gefolgt vom Gewerbe- und Dienstleistungs-Sektor mit knapp 28 Prozent und dem Industrie-Sektor mit knapp 9 Prozent.

Abbildung I.3.1: Anteil des gebäuderelevanten Endenergieverbrauchs am gesamten Endenergieverbrauch im Jahr 2013

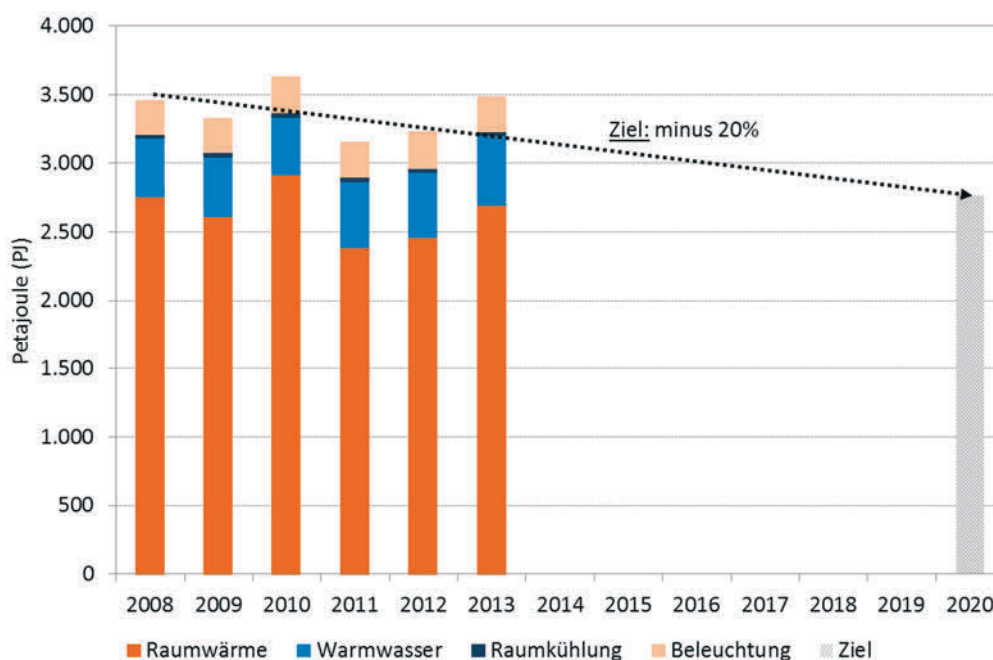


Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen

Das Ziel zum Wärmebedarf bezieht sich auf das Jahr 2008. Beim Ziel des Energiekonzepts, den Wärmebedarf zu reduzieren, werden neben der Minderung der Energieverluste über die Gebäudehülle auch solche Maßnahmen angerechnet, die zu Effizienzsteigerungen in der Anlagentechnik führen. In Ergänzung zum Energiekonzept wird als Zielbezugsjahr für den Wärmebedarf das Jahr 2008 festgelegt.

Aufgrund der Witterung hat der Wärmebedarf 2013 zugenommen. Im Jahr 2013 betrug der Wärmebedarf 3.484 PJ (siehe Abbildung I.3.2). Im Vergleich zum Vorjahr hat der Wärmebedarf um 7,8 Prozent zugenommen (2012: 3.230 PJ). Grund hierfür war vor allem die Witterung. Gegenüber dem Basisjahr 2008 hat sich der Wärmebedarf um 0,8 Prozent erhöht (2008: 3.457 PJ).

Abbildung I.3.2: Entwicklung des Wärmebedarfs



Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen

Die bewohnte Wohnfläche ist in den letzten Jahren deutlich angestiegen (siehe Tabelle I.3.1). Die Nachfrage nach Wohnfläche hängt insbesondere von den Einkommen und den demografischen Strukturen der privaten Haushalte ab. Die Entwicklung beider Faktoren hat in den vergangenen Jahrzehnten zu einem stetigen Anstieg der Wohnfläche geführt. Für die Frage des gebäuderelevanten Endenergieverbrauchs steht insbesondere die Wohnfläche im Vordergrund. Sie wird im Rahmen der Umweltökonomischen Gesamtrechnung des Statistischen Bundesamts jährlich erfasst. Demnach ist die bewohnte Wohnfläche von 2,93 Milliarden Quadratmeter im Jahr 1996 durchschnittlich um jährlich rund 27 Millionen Quadratmeter Wohnfläche (rund 1 Prozent) auf knapp 3,4 Milliarden Quadratmeter im Jahr 2013 gestiegen.

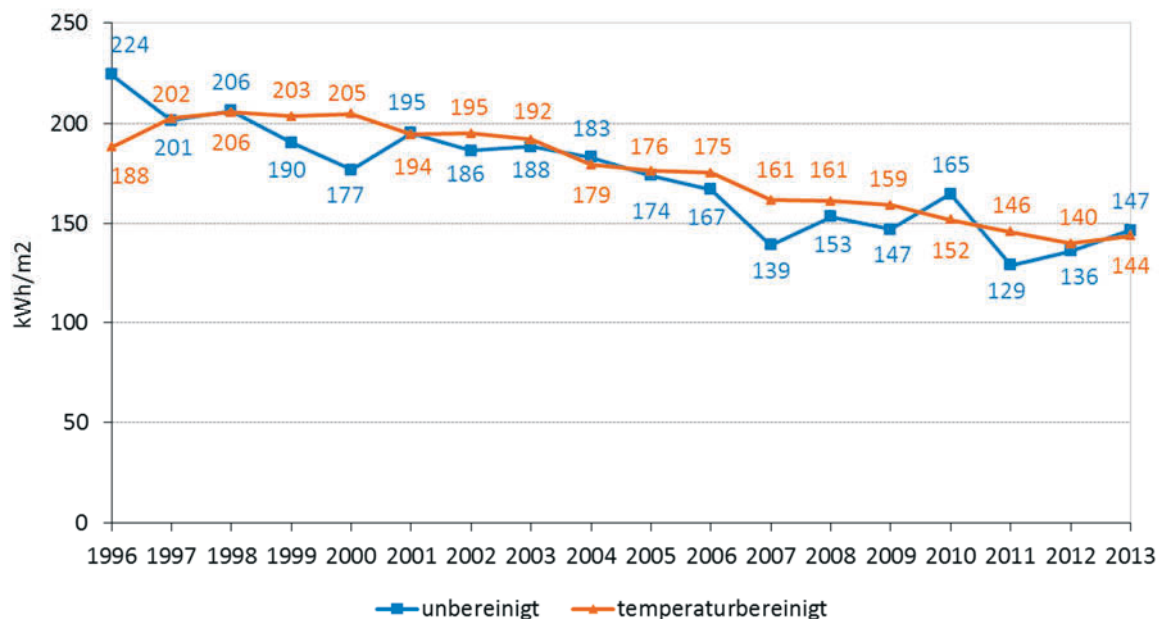
Der spezifische Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser ist rückläufig. Zur Beurteilung der Energieeffizienzsteigerung im Gebäudebereich wird der gebäuderelevante Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser der privaten Haushalte zur bewohnten Wohnfläche in Bezug gesetzt (siehe Tabelle I.3.1.) Der spezifische Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser der privaten Haushalte betrug im Jahr 2013 177 kWh/m² und ist damit gegenüber dem Vorjahr (2012: 167 kWh/m²) um 6,2 Prozent gestiegen. Seit 2008 hat sich der Wert um 2,6 Prozent verringert (2008: 182 kWh/m²).

Tabelle I.3.1: Wohnflächenentwicklung und spezifische Endenergieverbräuche (Raumwärme und Warmwasser) der privaten Haushalte

Jahr	bewohnte Wohnflächen		Endenergie für Raumwärme und Warmwasser in Privaten Haushalten (nicht temperaturreinigt)	Spezifischer Endenergieverbrauch der Privaten Haushalte für Raumwärme und Warmwasser (nicht temperaturreinigt)
	Mio. m ²	Zuwachs gegenüber dem Vorjahr in Prozent	TWh	kWh/m ² a
1996	2.933		747	255
1997	2.971	1,28	686	231
1998	3.008	1,27	708	235
1999	3.050	1,38	666	218
2000	3.091	1,36	629	203
2001	3.127	1,15	692	221
2002	3.154	0,87	670	212
2003	3.182	0,90	687	216
2004	3.212	0,94	676	210
2005	3.250	1,17	653	201
2006	3.278	0,87	635	194
2007	3.303	0,76	537	162
2008	3.319	0,49	603	182
2009	3.329	0,30	583	175
2010	3.340	0,32	640	192
2011	3.359	0,56	539	161
2012	3.381	0,67	564	167
2013	3.404	0,67	603	177

Der temperaturbereinigte spezifische Endenergieverbrauch für Raumwärme ist deutlich zurückgegangen. Mit dem statistischen Verfahren der Temperaturbereinigung wird die Auswirkung der Temperaturschwankungen auf die Raumwärme herausgerechnet. Unter Berücksichtigung der Temperaturbereinigung ergibt sich im Jahr 2013 ein spezifischer (bezogen auf die bewohnte Wohnfläche) Endenergieverbrauch für Raumwärme der privaten Haushalte von rund 144 kWh/m² (unbereinigt: 147 kWh/m²) (siehe Abbildung I.3.3). Somit ist der temperaturbereinigte spezifische Endenergieverbrauch der Beheizung rund 11 Prozent niedriger als 2008 (2008: 161 kWh/m²).

Abbildung I.3.3: Entwicklung des spezifischen Endenergieverbrauchs zur Erzeugung von Raumwärme in privaten Haushalten



Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Statistisches Bundesamt

Der Ausbau erneuerbarer Energien im Gebäudesektor ist in Kapitel I.1 beschrieben.

I.3.2 Primärenergiebedarf

Der Primärenergiebedarf wird gemäß Energieeinsparverordnung bestimmt. Der energetische Zustand von Gebäuden wird durch unterschiedliche Größen charakterisiert. Ein wichtiger Wert ist der Primärenergiebedarf für Gebäude, dessen Berechnung in der Energieeinsparverordnung (EnEV) festgelegt ist. Nach der Energieeinsparverordnung wird der Primärenergiebedarf für Gebäude durch Multiplikation des Endenergieverbrauchs mit dem jeweiligen Primärenergiefaktor für die einzelnen Energieträger (Öl, Gas, Fernwärme, Holz usw.) berechnet. Der Endenergieverbrauch ist die Energiemenge, die vom Verbraucher genutzt wird, um beispielsweise die Verlustenergie durch die Gebäudehülle und die Anlagentechnik auszugleichen, damit die Innentemperatur auf einem bestimmten Niveau aufrecht erhalten wird. Der Primärenergiebedarf gibt zusätzlich zum Endenergieverbrauch noch die Energiemenge an, welche außerhalb des Gebäudes in vorgelagerten Prozessketten verwendet wurde. So wird auch der Energieaufwand für die Gewinnung, Umwandlung und Transport bzw. Verteilung der einzelnen Energieträger in der Energiebilanz des Gebäudesektors berücksichtigt.

Die erneuerbaren Energien liefern bilanziell keinen Beitrag zum Primärenergiebedarf. Laut Energieeinsparverordnung sind die Primärenergiefaktoren für den erneuerbaren Anteil des Endenergieverbrauchs null. Die derzeit gültigen Primärenergiefaktoren nach Energieeinsparverordnung für den nicht-erneuerbaren bzw. konventionellen Anteil des Endenergieverbrauchs sind in Tabelle I.3.2. angegeben. Da beispielsweise Holz einen Primärenergiefaktor von 0,2 hat, werden für 100 kWh Endenergie aus Holz 20 kWh nicht-erneuerbare Primärenergie verbraucht (z. B. Benzin zum Transport des Holzes zu den Verbrauchern). Nur mit diesen 20 kWh ist ein CO₂-Ausstoß verbunden. Da sich der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung stetig erhöht, nehmen die Primärenergiefaktoren für Strom mit den Jahren ab.

Tabelle I.3.2: Primärenergiefaktoren für verschiedene Energieträger

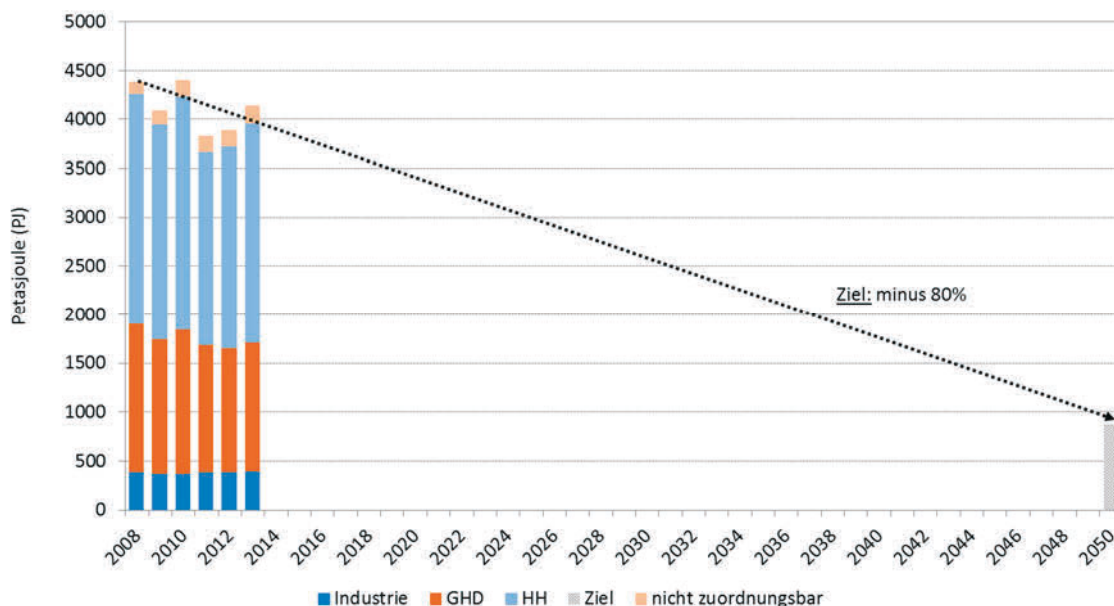
Energieträger	Primärenergiefaktor
Umweltenergie (Solarenergie, Erdwärme, Geothermie, Umgebungswärme, Umgebungskälte)	0
Nah- und Fernwärme aus KWK (erneuerbare „Brennstoffe“)	0
Nah- und Fernwärme aus KWK (fossile Brennstoffe)	0,7
Nah- und Fernwärme aus Heizwerken (erneuerbare „Brennstoffe“)	0,1
Nah- und Fernwärme aus Heizwerken (fossile Brennstoffe)	1,3
Holz	0,2
Flüssige und gasförmige Biomasse (wenn in unmittelbarem räumlichen Zusammenhang mit dem Gebäude erzeugt)	0,5
Heizöl, flüssige und gasförmige Biomasse, Erdgas, Flüssiggas, Steinkohle	1,1
Braunkohle	1,2
Strom	2008-2009: 2,7
	2010-2013: 2,6
	2014-2015: 2,4
	Ab 2016: 1,8

Quelle: Energieeinsparverordnung

Die Definition des Primärenergiebedarfs stellt einen technologieoffenen Ansatz dar. Die vorliegende Definition des Primärenergiebedarfs entspricht einem technologieoffenen Ansatz durch eine sinnvolle Kombination aus Effizienzsteigerung und dem Einsatz erneuerbarer Energien. Der Primärenergiebedarf kann somit sowohl durch eine reine Effizienzerhöhung (z. B. durch eine bessere Dämmung der Gebäudehülle, effizientere Anlagentechniken, die Nutzung von Abwärme oder KWK) als auch durch die Umstellung auf erneuerbare Energien gesenkt werden. Die Gebäudeeigentümer haben bei der Sanierung also die Wahl wie die ordnungsrechtlichen Vorgaben umgesetzt werden, d.h. entweder durch eine Verbesserung der Gebäudehülle (Wärmedämmung) oder andere energieeffizienzerhöhende Maßnahmen (energieeffiziente Heiztechniken, Techniken zur besseren Belüftung, optimierte Planung zur Vermeidung von Wärmebrücken usw.), durch den Einsatz von erneuerbaren Energien oder durch eine Kombination von beidem.

Der Primärenergiebedarf ist 2013 um 6,1 Prozent höher als im Vorjahr. Der Primärenergiebedarf gemäß der vorliegenden Definition betrug im Jahr 2013 4.219 PJ (siehe Abbildung I.3.4). Im Vorjahr 2012 lag der Primärenergiebedarf bei 3.976 PJ. Gegenüber dem Zielbezugsjahr 2008 hat sich der Primärenergiebedarf um 3,6 Prozent verringert. In Ergänzung zum Energiekonzept wird als Zielbezugsjahr für den Primärenergiebedarf das Jahr 2008 festgelegt (2008: 4.377 PJ).

Abbildung I.3.4: Entwicklung des Primärenergiebedarfs



Quelle: Eigene Berechnungen des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie auf Basis von Daten der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen

I.3.3 Sanierung des Gebäudebestands und Investitionen in den Gebäudesektor

Ein Indikator für Sanierungsintensitäten soll erarbeitet werden. Sanierungsmaßnahmen sind oftmals kleinteilig, von unterschiedlicher energetischer Qualität und auf unterschiedliche Vergleichsgrößen bezogen, z. B. entweder auf die Gebäudehülle oder die Anlagentechnik. Eine Zusammenfassung zu einem Mittelwert kann daher immer nur als ein sehr grober Anhaltswert dienen. Die Bundesregierung beabsichtigt, im Rahmen ihrer Anstrengungen zur Verbesserung der Energieeffizienz einen geeigneten Indikator für die unterschiedlichen Sanierungsintensitäten zu erarbeiten.

Die Kosten für energetisch relevante Sanierungen lagen 2013 bei rund 55 Milliarden Euro. Im Wohnungsbau wurden im Jahr 2013 insgesamt rund 175 Milliarden Euro ausgegeben. Davon wurden rund 47 Milliarden Euro (27 Prozent) für Neubauten und 128 Milliarden Euro (73 Prozent) für den Gebäudebestand verwendet (siehe Tabelle I.3.3). Die Kosten der energetisch relevanten Sanierungen im Wohnungsbau lagen 2013 bei schätzungsweise 39,5 Milliarden Euro. Der Anteil der energetisch relevanten Sanierungskosten lag somit bei etwa 31 Prozent. Im Nichtwohnungsbau wurden im Jahr 2013 insgesamt 86 Milliarden Euro investiert, davon 32 Milliarden Euro (37 Prozent) für den Neubau und 54 Milliarden Euro (63 Prozent) für die Sanierung des Gebäudebestandes. Die Kosten der energetisch relevanten Sanierungen im Nichtwohnungsbau lagen 2013 bei schätzungsweise 15 Milliarden Euro. Der Anteil der energetisch relevanten Sanierungskosten im Nichtwohnungsbau lag somit bei etwa 28 Prozent.

Tabelle I.3.3: Bauvolumen nach Baubereichen

Milliarden Euro	2010	2011	2012	2013
Wohnungsbau	151,8	164,8	171,3	174,9
davon Neubauvolumen	32,9	41,0	44,3	47,1
davon bestehende Gebäude	118,9	123,8	127,0	127,8
davon energetische Sanierungsanteile	38,6	38,8	38,0	39,5
Nichtwohnungsbau	82,9	88,1	85,6	86,0
davon Neubauvolumen	27,3	30,2	30,0	31,9
davon bestehende Gebäude	55,6	57,9	55,6	54,1
davon energetische Sanierungsanteile	14,9	16,0	15,6	15,3

Quelle: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung

I.4 Verkehr

Der Endenergieverbrauch im Verkehr ist im Jahr 2013 mit 2.612 PJ rund ein Prozent höher als im Zielbezugsjahr 2005. Zugleich ist die Personen- bzw. Güterverkehrsleistung seit dem Jahr 2005 um rund 5 bzw. 11 Prozent gestiegen. Die steigende Energieeffizienz im Verkehr zeigt sich in der Entkopplung von Verkehrsleistung und Endenergieverbrauch. Bezogen auf die Verkehrsleistung im Personen- und Güterverkehr ist der spezifische Energieverbrauch im Sektor Verkehr zwischen 2005 und 2013 um knapp 8 Prozent zurückgegangen (seit dem Jahr 1990 um durchschnittlich 2,7 Prozent pro Jahr).

Energieverbrauch und Verkehrsleistung sind zunehmend voneinander entkoppelt. Dies zeigt die Entwicklung des Energieverbrauchs im Verkehrssektor seit dem Jahr 1990. Der Verkehrssektor leistet somit einen wichtigen Beitrag zum Gelingen der Energiewende. Trotz steigender Verkehrsleistungen im Personen- und Güterverkehr sollen der Endenergieverbrauch und die CO₂-Emissionen im Verkehrssektor gesenkt werden.

Der Verkehrsbereich soll unter dem Gesichtspunkt der Energieeffizienz und der Emissionsminderung insgesamt optimiert werden. Dieses Ziel kann durch ein aufeinander abgestimmtes Maßnahmenbündel insbesondere zur Steigerung der Energieeffizienz, zur Diversifizierung der Antriebe und Kraftstoffe (insbesondere die weitere Elektrifizierung und die Nutzung von nachhaltigen alternativen Kraftstoffen), zur verkehrsträgerübergreifenden Vernetzung und damit auch Stärkung des kombinierten Verkehrs, zur verkehrersparenden Stadtentwicklung sowie zur Verlagerung eines möglichst großen Anteils des Verkehrs auf den jeweils effizientesten Verkehrsträger erreicht werden. Eine Voraussetzung dafür sind geeignete Rahmenbedingungen.

Der Endenergieverbrauch im Verkehrssektor soll reduziert werden. Um zwar um rund 10 Prozent bis zum Jahr 2020 und um rund 40 Prozent bis zum Jahr 2050 – jeweils gegenüber 2005. So lautet das sektorspezifische Ziel für die Energieeinsparung im Verkehr im Energiekonzept der Bundesregierung.

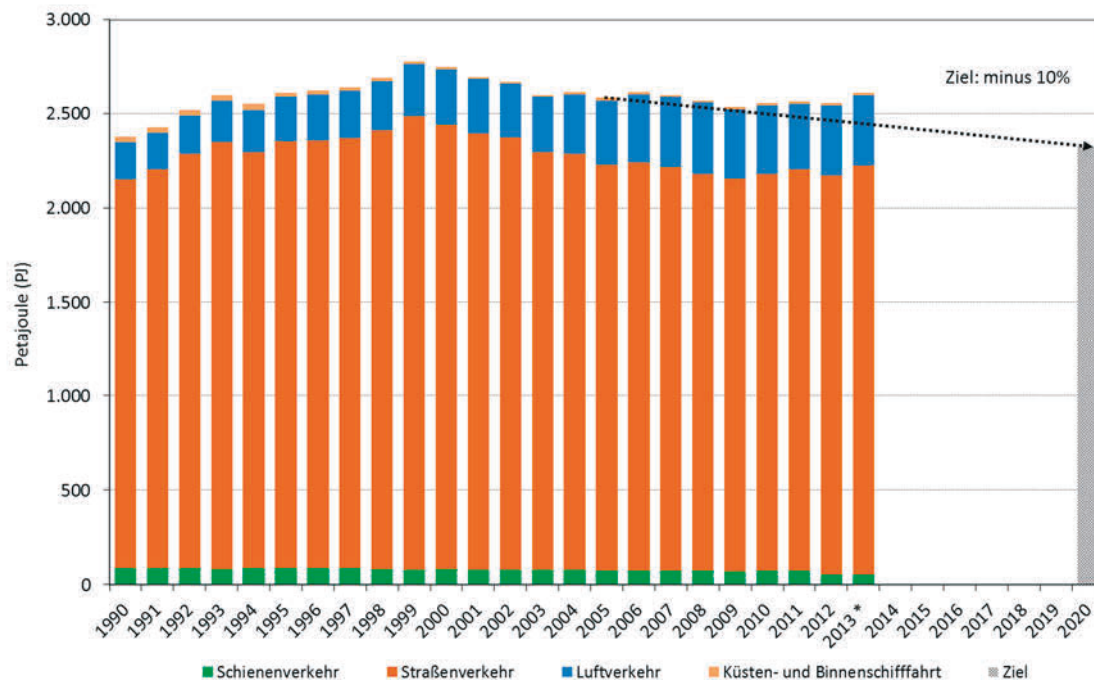
I.4.1 Energieverbrauch im Verkehrssektor

Der Endenergieverbrauch im Verkehrssektor umfasst den Verbrauch im Schienenverkehr, Straßenverkehr, Luftverkehr sowie Küsten- und Binnenschifffahrt. Dies entspricht der Untergliederung der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) in der nationalen Energiebilanz. Basis ist der Energieverbrauch für die unmittelbare Erstellung der Transportleistungen aller Verkehrsträger in Deutschland, soweit sie statistisch erfasst sind. Nicht eingeschlossen sind der mittelbare Energieverbrauch (z. B. Beleuchtung von Verkehrseinrichtungen) und der Kraftstoffverbrauch der Landwirtschaft. Als Datengrundlage werden die inländischen Absatzzahlen genutzt. Beim Verkehr dient der Energieeinsatz nahezu vollständig dem Antrieb der Fahrzeuge (ca. 98 Prozent).

Der Endenergieverbrauch im Verkehr ist 2013 rund ein Prozent höher als 2005. Der Endenergieverbrauch im Verkehrssektor ist im Jahr 2013 mit 2.612 PJ um 2,1 Prozent gegenüber dem Vorjahr gestiegen (2012: 2.559 PJ). Im Zielbezugsjahr 2005 betrug der Endenergieverbrauch im Verkehrssektor 2.586 PJ, d.h. im Zeitraum 2005 bis 2013 ist der Endenergieverbrauch im Verkehrssektor insgesamt um rund ein Prozent angestiegen. Bezogen auf die einzelnen Verkehrsträger kam es bei der Straße seit dem Jahr 2005 zu einem Anstieg des Endenergieverbrauchs von 1,0 Prozent bis 2013. Bei der Schiene ist der Endenergieverbrauch um 26,5 Prozent gesunken, bei der Küsten- und Binnenschifffahrt erfolgte ein Rückgang um 10,4 Prozent. Im Luftverkehr ist der Endenergieverbrauch im Zeitraum 2005 bis 2013 um fast 9 Prozent gestiegen. Dabei ist zu beachten, dass die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen den Endenergieverbrauch für den Luftverkehr aus der Flugtreibstoffmenge, die in Deutschland getankt wurde, ermittelt. Somit sind auch Anteile von Flugtreibstoff enthalten, der im internationalen Luftverkehr verbraucht werden. Der rein nationale Endenergieverbrauch im Luftverkehr ist zwischen 2005 und 2013 um rund 19 Prozent gesunken.

Die Energieeffizienz im Verkehr ist insgesamt gestiegen. Dies zeigt sich daran, dass der Endenergieverbrauch im Verkehr nicht in dem Maße gestiegen ist wie die Verkehrsleistung. Der Endenergieverbrauch im Verkehrssektor ist insgesamt seit dem Höchstwert im Jahr 1999 bis 2013 um rund 6 Prozent zurückgegangen (siehe Abbildung I.4.1). Diese Entwicklung vollzog sich trotz steigender Personen- und Güterverkehrsleistung im gleichen Zeitraum (siehe Kapitel I.4.2). Grund für den abnehmenden Verbrauch bei zunehmender Verkehrsleistung ist die steigende Energieeffizienz im Verkehrssektor. Bezogen auf die Verkehrsleistung im Personen- und Güterverkehr ist der spezifische Energieverbrauch zwischen 2005 und 2013 um knapp 8 Prozent, im Zeitraum 1990 bis 2013 sogar um 46 Prozent zurückgegangen (durchschnittlich 2,7 Prozent pro Jahr). Das entspricht einem Rückgang von 66,1 MJ/100 Pkm in 1990 auf 35,6 MJ/100 Pkm in 2013.

Abbildung I.4.1: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor



* Zahlen für 2013 vorläufig

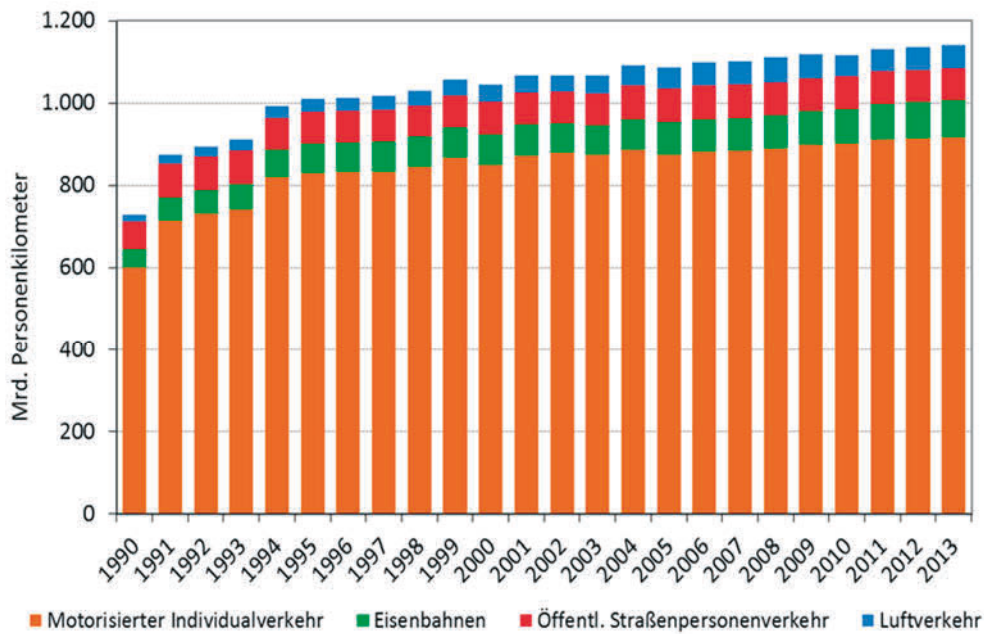
Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen

Der Ausbau erneuerbarer Energien im Verkehrssektor ist in Kapitel I.1 beschrieben

I.4.2 Verkehrsleistung im Personen- und Güterverkehr

Die Verkehrsleistungen im Personen- und Güterverkehr sind deutlich gestiegen. Die Verkehrsleistungen sind sowohl im Personen- als auch im Güterverkehr seit 1990 um rund 56 bzw. 115 Prozent und seit 2005 um rund 5 bzw. 11 Prozent gestiegen. Das Wachstum im Personenverkehr verläuft kontinuierlich (siehe Abbildung I.4.2). Seit der Jahrtausendwende ist das Wachstum allerdings schwächer als in den 1990er Jahren. Der Güterverkehr zeigt ein dynamisches Wachstum. Größere Schwankungen in der Entwicklung der Verkehrsleistung im Güterverkehr sind der Abhängigkeit von der wirtschaftlichen Entwicklung geschuldet. So ist ein deutlicher Einbruch in der Güterverkehrsleistung im Jahr 2009 – einem Jahr mit schwacher Konjunktur - zu erkennen. Seitdem folgt die Entwicklung erneut einem steigenden Trend. Die Entwicklung der Verkehrsleistungen im Personen- und Güterverkehr wird durch verkehrstatistische Daten abgebildet, die im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur erhoben werden. Diese werden vom Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung Berlin erarbeitet und im Taschenbuch „Verkehr in Zahlen“ veröffentlicht (DIW 2014a). Die Verkehrsleistung im Personenverkehr lässt sich auf Basis mehrerer Datenquellen bestimmen. In Abbildung I.4.2 ist die Entwicklung dargestellt. Sie enthält nur den motorisierten Verkehr. Dazu gehören der öffentliche Straßenpersonenverkehr (Omnibus, Straßenbahn, U-Bahn), der Eisenbahnverkehr (einschließlich S-Bahn), der Luftverkehr und der motorisierte Individualverkehr (Pkw/Kombis, motorisierte Zweiräder). Für den öffentlichen Straßenpersonenverkehr weist die amtliche Statistik jährlich die Zahl der beförderten Personen (Verkehrsaufkommen) und die Personenkilometer (Verkehrsleistung) aus. Über den motorisierten Individualverkehr gibt die amtliche Statistik keine Auskunft. Verkehrsaufkommen und –leistung im motorisierten Individualverkehr werden daher vom Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung Berlin jährlich mithilfe eines Personenverkehrsmodells bestimmt. Die Angaben zur Verkehrsleistung im binnenländischen Güterverkehr bilden die im Bundesgebiet zurückgelegten Entfernungen ab (siehe Abbildung I.4.3). Erfasst werden alle Transporte, die auf Verkehrswegen im Bundesgebiet durchgeführt werden.

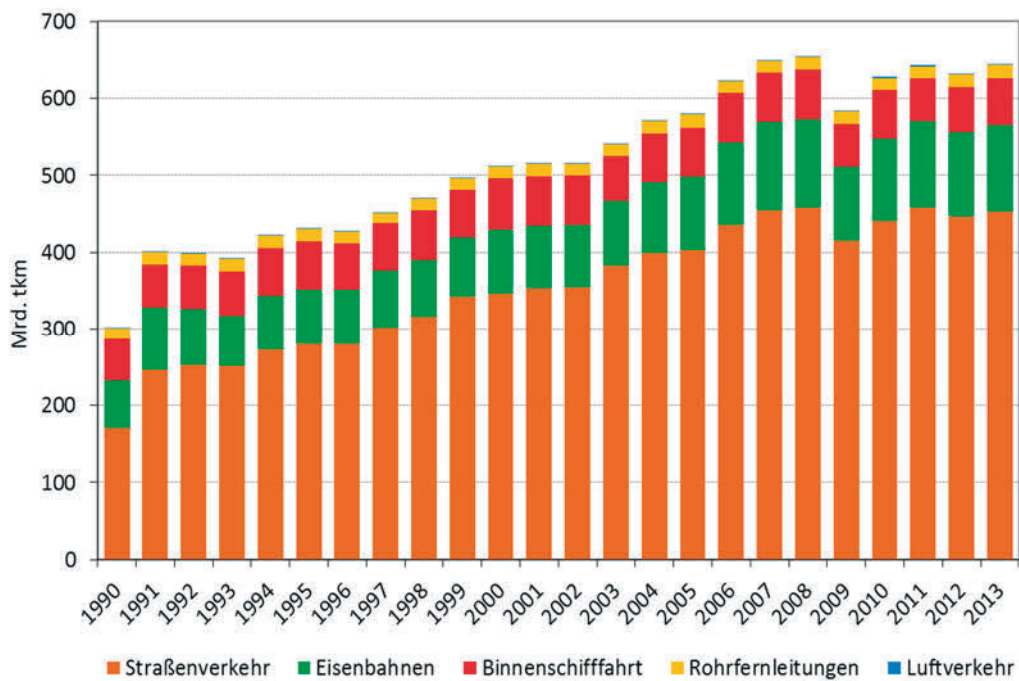
Abbildung I.4.2: Entwicklung der Verkehrsleistung im Personenverkehr



Quelle: DIW 2014a

Zahlen für 2012 und 2013 vorläufig

Abbildung I.4.3: Entwicklung der Verkehrsleistung im binnenländischen Güterverkehr



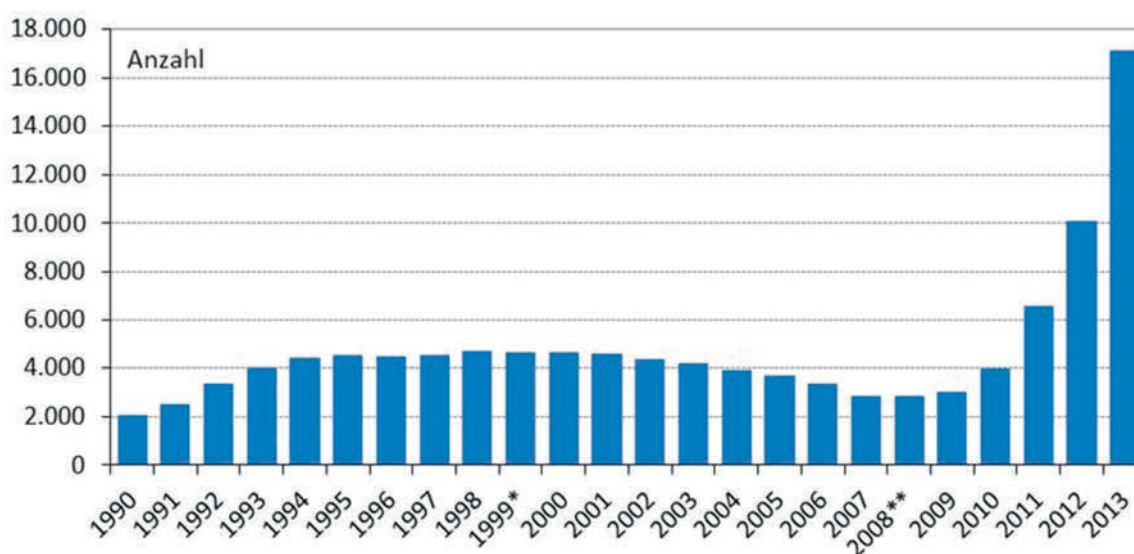
Quelle: DIW 2014a

Zahlen für 2012 und 2013 vorläufig

I.4.3 Bestand an mehrspurigen Fahrzeugen mit elektrifiziertem Antrieb

Der Bestand an Fahrzeugen mit Elektroantrieb nimmt zu. Zu den Elektrofahrzeugen zählen rein batterieelektrische Fahrzeuge (BEV) und Fahrzeuge mit Reichweitenverlängerer (Range-Extender-RE) bzw. Plug-In-Hybrid-Fahrzeuge (PHEV), die extern über das Stromnetz aufgeladen werden können. Nicht extern aufladbare Hybridfahrzeuge, bei denen der Strom nur intern durch den Kraftstoffmotor erzeugt wird, sind nach dieser Definition keine Elektrofahrzeuge. Insgesamt waren Ende des Jahres 2013 17.094 Fahrzeuge mit Elektroantrieb zugelassen, davon waren rund 1.370 extern aufladbare Hybride bzw. „Range-Extender“-Fahrzeuge. Abbildung I.4.4 stellt den Bestand der mehrspurigen Fahrzeuge mit rein elektrischem Antrieb (direkter CO₂-Ausstoß von 0,0 g/km) im Zeitraum 1990 bis 2013 dar. Seit 2012 werden auch extern aufladbare Hybridfahrzeuge als eigene Kategorie statistisch erfasst. Sie sind daher in den Zahlen für die Jahre 2012 und 2013 ebenfalls enthalten. Zu den mehrspurigen Fahrzeugen mit Elektroantrieb zählen Pkw, Busse, Lkw, Zugmaschinen und sonstige Kfz (Feuerwehr etc.). Elektro-Pkw wiesen hinsichtlich der Neuzulassungen in den letzten zwei Jahren eine sehr positive Entwicklung auf. Im Jahr 2013 wurden insgesamt 6.024 Pkw mit Elektroantrieb neu zugelassen. Insgesamt waren Ende des Jahres 2013 13.527 Pkw mit Elektroantrieb zugelassen. In den ersten neun Monaten des Jahres 2014 wurden rund 9.100 Elektro-Pkw zugelassen. Das sind ca. 50 Prozent mehr als im gesamten Vorjahr. Rund ein Viertel davon sind aufladbare Hybride. Bei einem Bestand von rund 22.600 rein elektrischen bzw. aufladbaren Pkw zum Stand Ende September 2014 hat sich damit der Gesamtbestand allein in diesem Zeitraum um rund 67 Prozent erhöht (ohne Berücksichtigung der Abmeldungen). Plug-In-Hybride verzeichneten erstmals - neben den rein batterieelektrischen Fahrzeugen - einen deutlichen Zuwachs. In der nun beginnenden Markthochlaufphase gilt es, die Dynamik bei der Fahrzeugzulassung zu erhalten, damit Deutschland sich im weltweiten Wettbewerb um diese umweltfreundlichen Fahrzeuge mit elektrifizierten Antrieben eine gute Position als Leitmarkt und Leitanbieter erarbeiten kann.

Abbildung I.4.4: Bestand an mehrspurigen Elektrofahrzeugen mit der Antriebsart „Elektro“ (Strom)



Quelle: Kraftfahrtbundesamt

Ab 2012 einschließlich aufladbare Hybridfahrzeuge und „Range-Extender“-Fahrzeuge.

* Stichtag bis 1999: 1. Juli, ab 2000: 31. Dezember

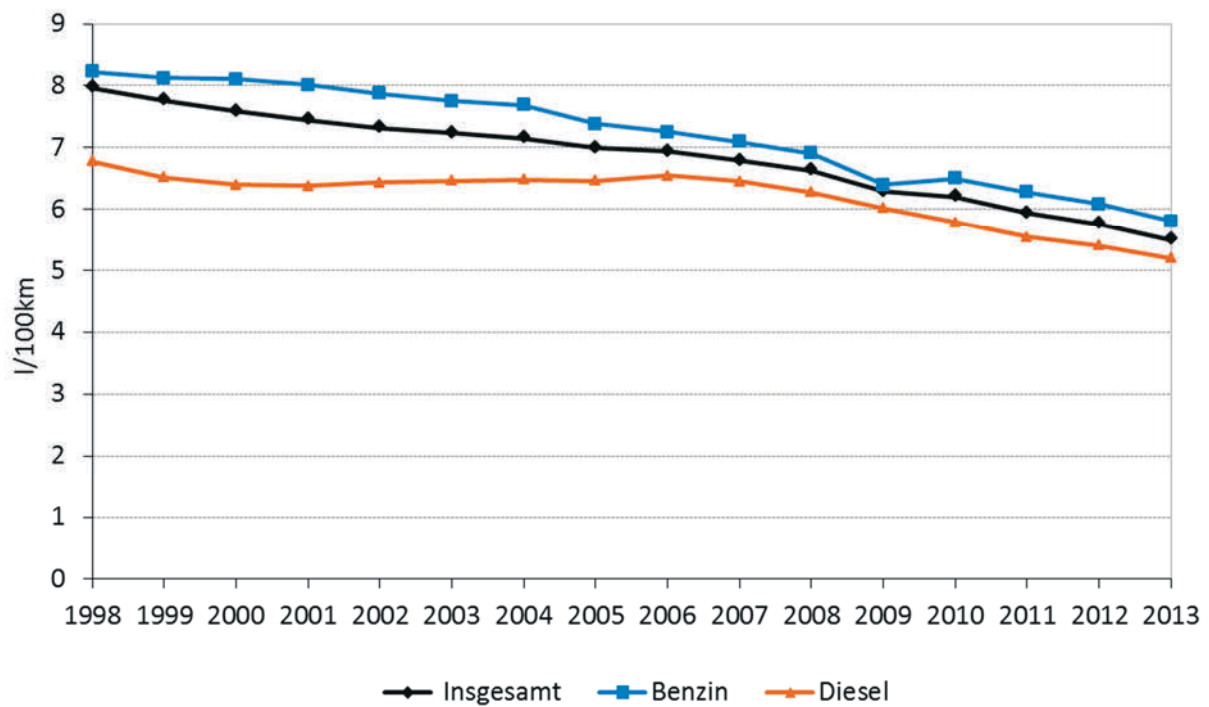
** Ab 1. Januar 2008 sind in den Bestandsstatistiken nur noch angemeldete Fahrzeuge ohne vorübergehende Stilllegungen/Außerbetriebsetzungen ausgewiesen

2013 waren 161 Fahrzeuge mit Brennstoffzellen in Deutschland zugelassen. Dabei handelt es sich im Wesentlichen um Forschungsfahrzeuge. Zahlen zum Bestand an Kraftfahrzeugen mit Wasserstoff- und Brennstoffzellantrieb für mehrspurige Fahrzeuge wurden beim Kraftfahrtbundesamt erstmals zum 1. Januar 2009 ausgewiesen.

I.4.4 Durchschnittlicher Kraftstoffverbrauch neu zugelassener Pkw/Kombis

Der durchschnittliche Kraftstoffverbrauch ist rückläufig. Der durchschnittliche Kraftstoffverbrauch von neu zugelassenen Pkw und Kombis ist in letzten Jahren zurückgegangen. Von insgesamt 8,0 l/100km im Jahr 1998 erfolgte ein Rückgang auf 5,5 l/100km im Jahr 2013. Im Einzelnen ist der Verbrauch bei Otto-Motoren von 8,2 l/100km auf 5,8 l/100km und bei Diesel-Motoren von 6,8 l/100km auf 5,2 l/100km zurückgegangen (siehe Abbildung I.4.5). Dies entspricht insgesamt einem Rückgang um rund 31 Prozent im Zeitraum 1998 bis 2013. Zum durchschnittlichen Kraftstoffverbrauch von neu zugelassenen Pkw und Kombis liegen beim Kraftfahrtbundesamt Daten erst seit dem Jahr 1998 vor.

Abbildung I.4.5: Durchschnittlicher Kraftstoffverbrauch neu zugelassener Pkw und Kombis



Quelle: Kraftfahrtbundesamt

I.5 Treibhausgasemissionen

Deutschland verfolgt ambitionierte Klimaschutzziele. Deutschland strebt eine nationale Reduktion der klimaschädlichen Treibhausgase gegenüber dem Basisjahr 1990 von mindestens 40 Prozent bis 2020, sowie 80 bis 95 Prozent bis 2050 an. Damit gehen die nationalen Ziele Deutschlands über die internationalen und europäischen Anforderungen im Jahr 2020 hinaus. Ein ambitionierter Klimaschutz ist einer der entscheidenden Treiber für den durch das Energiekonzept eingeleiteten Umbau der deutschen Energieversorgung sowie für die damit ausgelösten Innovationen und den technologischen Fortschritt.

Erste Erfolge sind zu verzeichnen. Im Rahmen seiner internationalen Verpflichtung durch das Kyoto-Protokoll hat Deutschland seine Treibhausgasemissionen stärker gemindert, als es nach dem Kyoto-Ziel der ersten Verpflichtungsperiode (21 Prozent) erforderlich war. Im Durchschnitt der Jahre 2008 bis 2012 hat Deutschland eine Minderung von insgesamt etwa 24 Prozent gegenüber dem Basisjahr 1990 erreicht.

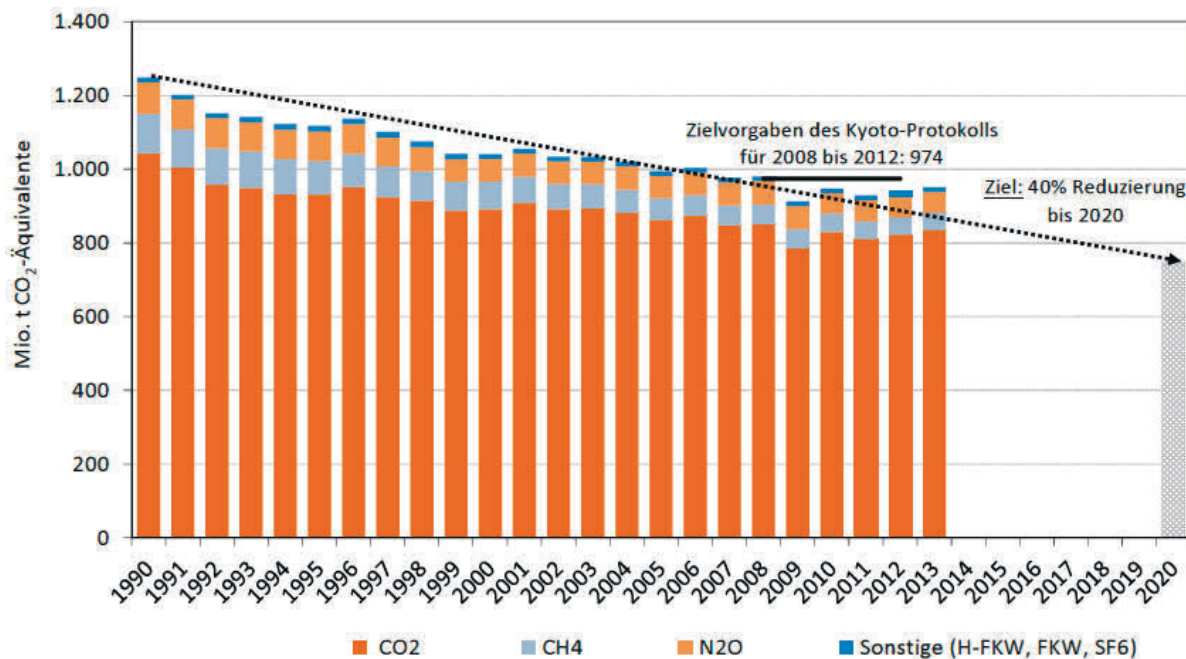
Es werden jedoch wieder leicht mehr Emissionen ausgestoßen. Die Emissionsberechnungen für das Jahr 2013 gehen von einem leichten Anstieg der Emissionen gegenüber dem Vorjahr aus. Dies ist insbesondere bedingt durch eine vermehrte Verstromung von Steinkohle, einen gestiegenen Nettostromexport sowie Witterungseffekte.

I.5.1 Entwicklung der Treibhausgasemissionen

I.5.1.1 Entwicklung der Treibhausgasemissionen insgesamt und nach Gasen

Deutschland emittiert gegenüber 1990 insgesamt deutlich weniger Treibhausgase. Nach ersten Schätzungen sanken die in CO₂-Äquivalente umgerechneten Gesamtemissionen (Kohlendioxid, Methan, Lachgas sowie die drei F-Gasgruppen, wasserstoffhaltige Fluorkohlenwasserstoffe (HFKW), perfluorierte Kohlenwasserstoffe und Schwefelhexafluorid, ohne CO₂-Emissionen aus Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft) bis 2013 um rund 298 Millionen Tonnen (Mio. t CO₂-Äquivalente) beziehungsweise um 23,8 Prozent. Im selben Zeitraum sanken die energiebedingten Treibhausgas-Emissionen in allen Quellgruppen um insgesamt über 220 Mio. t CO₂-Äquivalente (siehe Abbildung I.5.1).

Abbildung I.5.1: Treibhausgasemissionen in Deutschland



Quelle: Umweltbundesamt

Die Treibhausgasemissionen in Deutschland sind 2013 leicht gestiegen. Gegenüber dem Vorjahr 2012 betrug der Anstieg 1,2 Prozent (11,2 Mio. t CO₂-Äquivalente). Das zeigen vorläufige Berechnungen des Umweltbundesamtes.

Dazu haben mehrere Faktoren beigetragen:

- So kam witterungsbedingt durch den relativ langen und kalten Winter beim Heizen von Häusern und Wohnungen mehr Gas und Heizöl zum Einsatz.
- Für steigende CO₂-Emissionen sorgten zudem die vermehrte Steinkohleverstromung, die u. a. bedingt wurde durch gesunkene Brennstoffkosten (84,03 €/t im 1. Quartal 2013 auf 76,66 €/t im 4. Quartal 2013) und niedrige CO₂-Zertifikatspreise im europäischen Emissionshandel.
- Daneben führte ein sinkender Bruttostromverbrauch im Inland bei gleichzeitig steigender Bruttostromerzeugung zu einem hohen Exportsaldo von circa 34 Milliarden kWh. Dieser wirkt sich auf die bilanzierten Emissionen aus, da die UNFCCC-Berichtsrichtlinien (VN-Klimarahmenkonvention) vorsehen, dass die Emissionen jeweils bei den Emissionsverursachern und nicht bei den Verbrauchern verbucht werden.

Demgegenüber konnten die erneuerbaren Energien den Emissionsanstieg dämpfen (siehe Kapitel I.5.2).

Die spezifischen Treibhausgasemissionen pro Einwohner sind gesunken. Zwischen 1990 und 2013 ist ein Rückgang um 27 Prozent von 15,6 t auf 11,6 t CO₂-Äquivalente zu verzeichnen (siehe Kapitel I.5.1.4).

Hauptursachen für diese Entwicklung seit 1990 waren:

- Umstellungen der Nutzung fester Brennstoffe auf emissionsärmere flüssige und gasförmige Brennstoffe im Zeitraum seit 1990,
- steigende Bedeutung der Nutzung der erneuerbaren Energien und damit verbundene Substitution fossiler Brennstoffe,
- Verbesserungen der Anlageneffizienz,
- Veränderungen der Tierhaltungsbedingungen und rückläufiger Tierbestand vor allem unmittelbar nach 1990 in Ostdeutschland,
- das verstärkte Recycling wiederverwertbarer Stoffe, das 2005 in Kraft getretene Verbot der Deponierung unbehandelter organischer Abfälle sowie die zunehmende Methanerfassung auf Abfalldponien,
- industrieller Strukturwandel in Ostdeutschland in den 1990er Jahren.

Die Emissionsentwicklung der einzelnen Gase

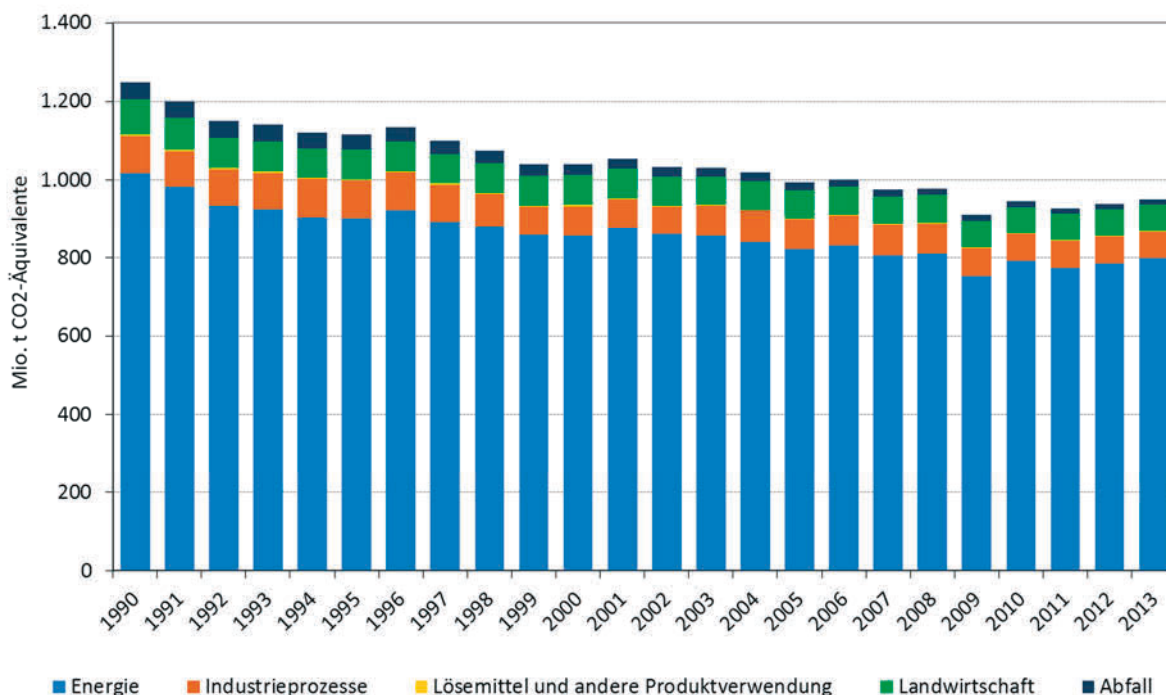
Kohlendioxid macht den Großteil des gesamten Treibhausgasausstoßes aus. Nach vorläufigen Schätzungen wurden im Jahr 2013 ca. 87,8 Prozent des gesamten Treibhausgasausstoßes von 950,8 Mio. t CO₂-Äquivalenten durch Kohlendioxid verursacht, fünf Prozent durch Methan, 5,9 Prozent durch Lachgas und etwa 1,4 Prozent durch die F-Gase.

I.5.1.2 Entwicklung der Treibhausgasemissionen nach Quellgruppen

Energiebedingte Treibhausgasemissionen waren 2013 die bedeutendste Quelle. Treibhausgasemissionen lassen sich unterschiedlichen Quellgruppen zuordnen (siehe Abbildung I.5.2). Der Anteil energiebedingter Emissionen in Deutschland lag 2013 über 83 Prozent. Sie entstehen vornehmlich durch die Verbrennung fossiler Energieträger in Kraftwerken, Heizwerken und Kesseln zur Erzeugung von Prozesswärme und -kälte, Heizungsanlagen, Fahrzeugen sowie geringfügig auch durch diffuse Emissionen, wie zum Beispiel bei der Förderung und Verteilung von Brennstoffen.

Die energiebedingten Emissionen sind zurückgegangen. Zwischen 1990 und 2013 nahmen die energiebedingten Emissionen aller Treibhausgase in Deutschland insgesamt um fast 22 Prozent ab. Bei den verbrennungsbedingten Emissionen wurde dies unter anderem durch eine Brennstoffumstellung und durch die Erhöhung der Energieeffizienz und der technischen Wirkungsgrade erreicht. Bei den Methan-relevanten Verteilungsemissionen trug unter anderem die verstärkte Grubengasnutzung zum Rückgang der Emissionen bei.

Abbildung I.5.2: Treibhausgasemissionen nach Quellgruppen



Quelle: Umweltbundesamt

Vorläufige Zahlen für 2013

Gesamtemissionen bei den Industrieprozessen sind deutlich zurückgegangen. Landwirtschaft sowie Industrieprozesse sind bedeutende Quellkategorien. Sie haben einen Anteil von 7,4 und 7,3 Prozent an den Gesamtemissionen. Die Gesamtemissionen bei den Industrieprozessen sanken gegenüber 1990 um 27,5 Prozent, die Emissionen der Landwirtschaft sanken gegenüber 1990 um knapp 21 Prozent.

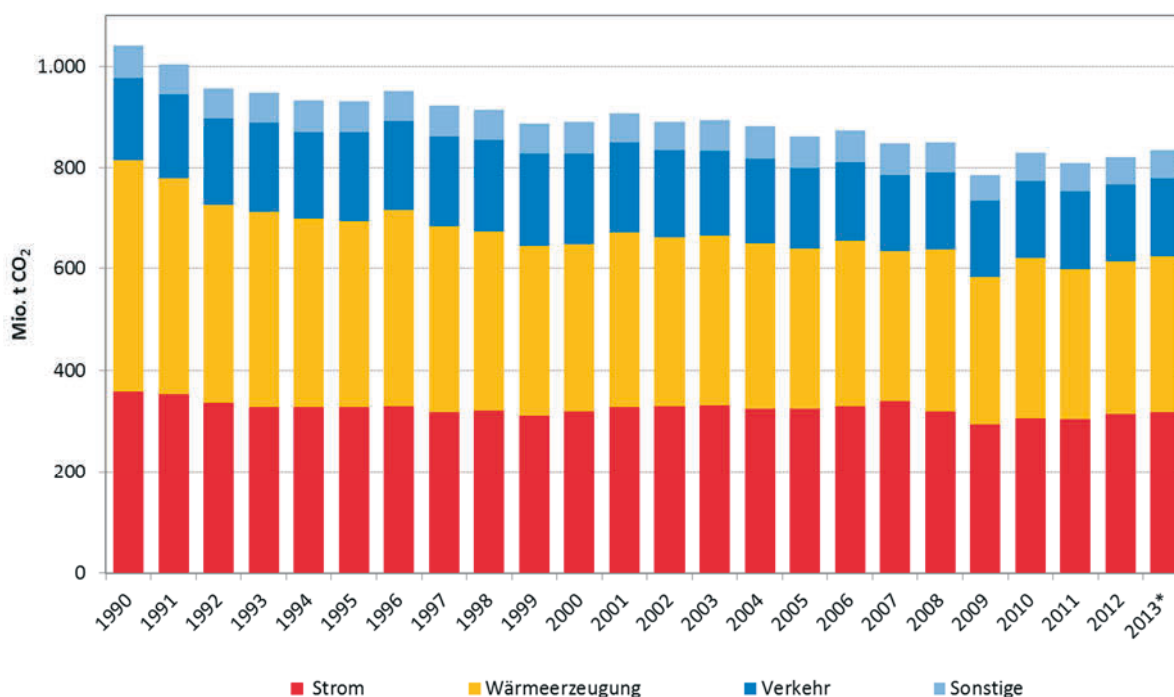
Die Rolle der Abfallwirtschaft als Emissionsquelle nimmt weiter ab. Der Anteil der Abfallwirtschaft an den Gesamtemissionen lag 2013 bei nur noch 1,4 Prozent. Dies ist vor allem auf das gesetzliche Verbot der Deposition von Abfällen zurückzuführen, aber auch auf eine effizientere Methangas erfassung. Auch 2013 trat in der Abfallwirtschaft mit 69,4 Prozent die größte relative Minderung der Treibhausgasemissionen auf.

Die Emissionen aus den übrigen Quellen sind vergleichsweise gering. Dazu gehören die Emissionen aus der Lösemittel- und Produktverwendung (knapp 0,2 Prozent der Gesamtemissionen) im Bereich der flüchtigen organischen Verbindungen ohne Methan (NMVOC) sowie die Lachgasemissionen (N_2O) aus Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft (< 0,1 Prozent der Gesamtemissionen).

I.5.1.3 Entwicklung der energiebedingten Kohlendioxid-Emissionen nach Sektoren

Energiebedingte Kohlendioxid-Emissionen entstehen vor allem bei der Erzeugung von Strom und Wärme. Die energiebedingten Kohlendioxid-Emissionen in Deutschland betragen 2013 780,7 Mio. t. Sie stellen damit erneut den Großteil der insgesamt etwa 834,4 Mio. t Kohlendioxid-Emissionen dar. Der überwiegende Teil der energiebedingten Kohlendioxid-Emissionen stammte aus dem Einsatz fossiler Brennstoffe zur Erzeugung von Strom und Wärme. Abbildung I.5.3 gibt die Entwicklung der energiebedingten Kohlendioxid-Emissionen nach den Bereichen Stromerzeugung, Wärmeerzeugung und Verkehr sowie Sonstiges (größtenteils Prozessemissionen aus der Industrie sowie Emissionen aus diffusen Quellen) wieder.

Abbildung I.5.3: Energiebedingte Kohlendioxid-Emissionen nach Sektoren

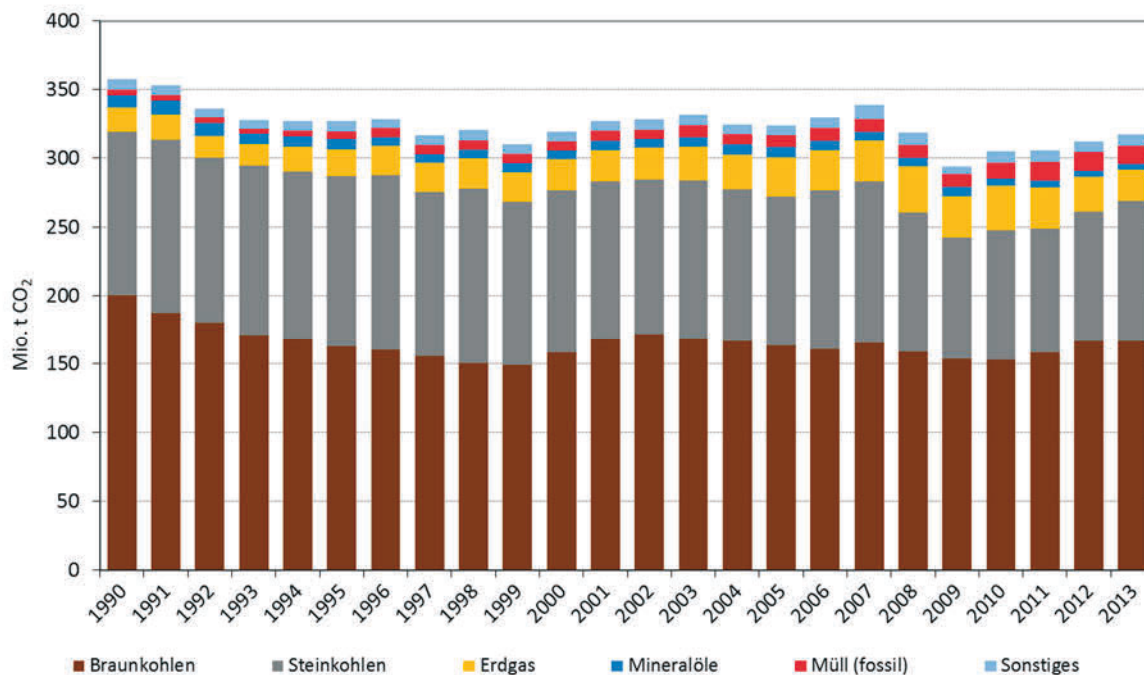


Quelle: Umweltbundesamt

Vorläufige Zahlen für 2013

Die direkten CO₂-Emissionen der Stromerzeugung sind leicht gestiegen. Seit dem Jahr 2012 sind diese Emissionen um insgesamt 12 Mio. t CO₂ auf voraussichtlich 317 Mio. t CO₂ im Jahr 2013 angestiegen. Dieser Anstieg ist u. a. auf den vermehrten Einsatz von fossilen Energieträgern, insbesondere von Steinkohle zur Stromerzeugung in Deutschland zurückzuführen (siehe Abbildung I.5.4 und Kapitel II.6).

Abbildung I.5.4: Direkten Kohlendioxid-Emissionen der Stromerzeugung nach Energieträgern



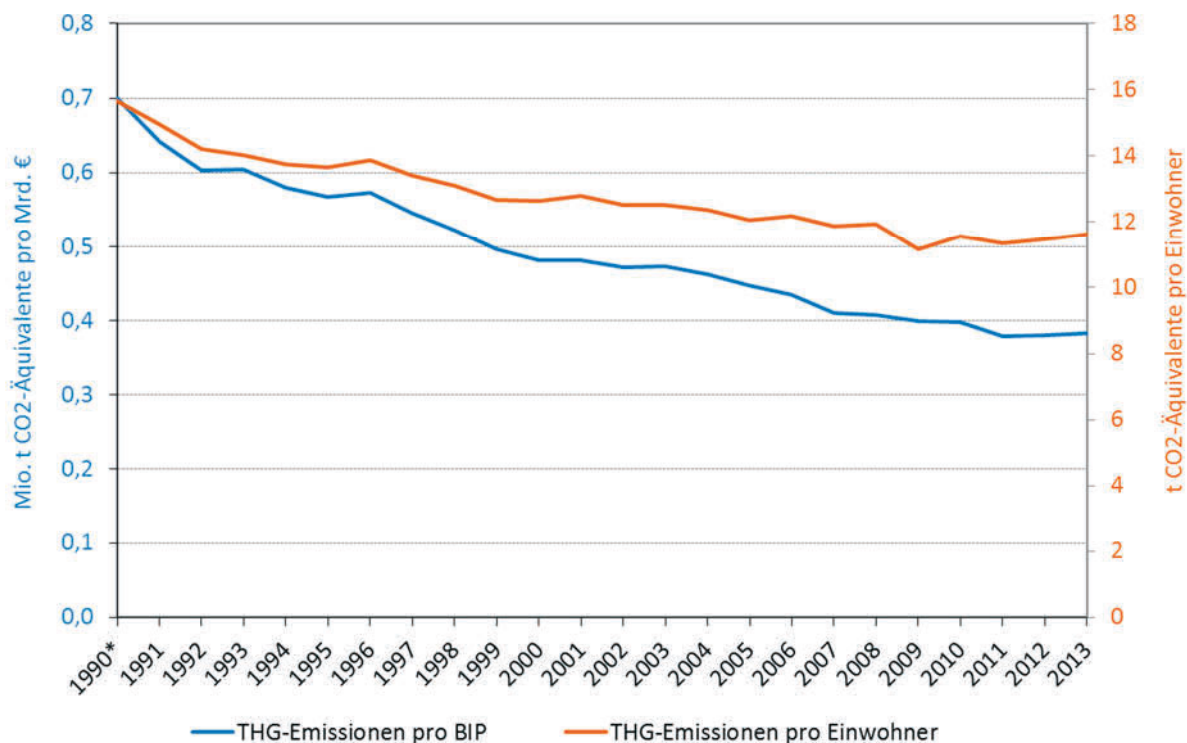
Quelle: Umweltbundesamt

Der Emissionsfaktor für den deutschen Strommix ist im Vergleich zu 1990 rückläufig. Nach Schätzungen des Umweltbundesamtes betrug dieser Emissionsfaktor im Jahr 2013 559 g/kWh. Im Vergleich zum Jahr 1990 ist damit eine Reduzierung der durchschnittlichen Kohlendioxid-Emissionen um ca. 25 Prozent pro Kilowattstunde Strom erreicht worden. In den letzten Jahren ist dieser Emissionsfaktor leicht angestiegen. Berechnet wird der Emissionsfaktor aus den direkten CO₂-Emissionen, die bei der gesamten Stromerzeugung entstehen, und dem für den Endverbrauch netto zur Verfügung stehenden Strom aus der Stromerzeugung in Deutschland.

I.5.1.4 Entwicklung der spezifischen Treibhausgasemissionen je Einwohner und Bruttoinlandsprodukt

Die Treibhausgasemissionen in Deutschland sind deutlich gesunken - trotz eines leichten Bevölkerungszuwachses und kontinuierlichem Wirtschaftswachstum. Bei den Emissionen pro Einwohner ist zwischen 1990 und 2013 ein Rückgang von 15,6 auf 11,6 t CO₂-Äquivalente pro Einwohner festzustellen (siehe Abbildung I.5.5). Während 1990 pro Milliarde Euro BIP rund 0,7 Mio. t CO₂-Äquivalente an Treibhausgasen freigesetzt wurden, waren es im Jahr 2013 nur noch 0,38 Mio. t CO₂-Äquivalente. Kapitel II.6 nennt die wichtigsten Gründe für die Emissionsminderungen der letzten Jahrzehnte.

Abbildung I.5.5: Treibhausgasemissionen je Einwohner und BIP

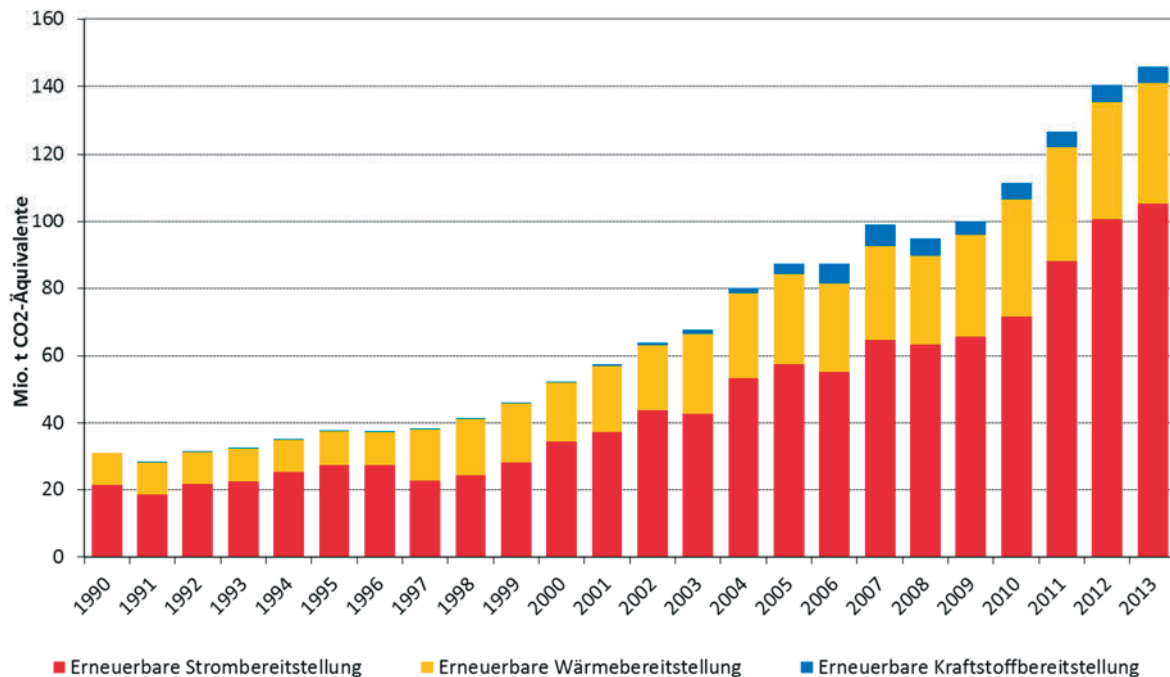


Quelle: Umweltbundesamt, Statistisches Bundesamt

I.5.2 Entwicklung der durch erneuerbare Energien vermiedenen Emissionen

Erneuerbare Energien mindern zunehmend die energiebedingten Treibhausgasemissionen. Diese Entwicklung unterstützt das Erreichen der Klimaschutzziele. Der Anteil der erneuerbaren Energien im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor ist 2013 gestiegen (siehe Kapitel I.1). Abbildung I.5.6 zeigt die Entwicklung der vermiedenen Emissionen. Bei der Ermittlung der Treibhausgasvermeidung wurden alle vorgelagerten Prozessketten zur Gewinnung und Bereitstellung der Energieträger sowie zur Herstellung der Anlagen berücksichtigt. Den Emissionen der durch erneuerbare Energien ersetzten konventionellen Energieträger wurden diejenigen Emissionen gegenübergestellt, die aus den Vorketten und dem Betrieb der regenerativen Energieerzeugungsanlagen stammen.

Abbildung I.5.6: Durch erneuerbare Energien vermiedene Treibhausgasemissionen



Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie auf Basis von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik

Erneuerbare Energien vermeiden insbesondere Treibhausgasemissionen in der Stromerzeugung. Im Jahr 2013 wurden durch erneuerbare Energien insgesamt 145,8 Mio. t CO₂-Äquivalente vermieden (siehe Abbildung I.5.6). Davon entfielen 105,4 Mio. t CO₂-Äquivalente auf den Stromsektor, 35,6 Mio. t auf den Wärmesektor und 4,8 Mio. t auf den Verkehrssektor. In der Stromerzeugung kommen weniger fossile Kraftwerke zur Deckung der Stromnachfrage zum Einsatz als in einem Szenario ohne erneuerbare Stromerzeugung in Deutschland. Die Emissionsreduktion spiegelt sich nicht vollständig in der Treibhausgas-Bilanz des Kraftwerkssektors wider, da sich weitere wesentliche Einflussfaktoren gegenläufig entwickelt haben - insbesondere die Entwicklung des inländischen Stromverbrauchs, zunehmende Außenhandelsüberschüsse und ein brennstoff- und CO₂-preisgetriebener Anstieg der Kohleverstromung zulasten von Erdgas in den letzten Jahren.

Diese Emissionsvermeidung über alle Sektoren wird wesentlich durch Biomasse erreicht. Ca. 64,1 Mio. t CO₂-Äquivalente wurde durch den Einsatz von fester, flüssiger oder gasförmiger Biomasse in allen drei Sektoren vermieden, weitere 40 Mio. t CO₂-Äquivalente durch den Einsatz von Windenergie, weitere 21,9 Mio. t CO₂-Äquivalente durch Photovoltaik und 17 Mio. t CO₂-Äquivalente durch Wasserkraft.

I.6 Strommarkt und Versorgungssicherheit

Die installierte Kraftwerksleistung nimmt weiter zu. Die installierte Leistung von Stromerzeugungsanlagen auf Basis von erneuerbaren Energien ist gegenüber dem Vorjahr um 6,7 GW auf 83,3 GW angestiegen. Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist somit auch im Jahr 2013 weiter vorangeschritten. Die konventionelle Kraftwerksleistung ist um 1,6 GW auf rund 104,7 GW angestiegen. Die Kraftwerke, die mit dem deutschen Stromnetz verbunden sind, haben insgesamt eine installierte Leistung von 188,1 GW (Netto-Nennleistung). Der Anteil der KWK-Nettostromerzeugung an der gesamten Nettostromerzeugung beträgt im Jahr 2013 18,1 Prozent.

Die Stromerzeugungskapazität ist heterogen über Deutschland verteilt. Die höchsten Anteile an den installierten Kraftwerkskapazitäten basierend auf erneuerbaren Energien haben Bayern und Niedersachsen. Schwerpunkt der konventionellen Stromerzeugung ist Nordrhein-Westfalen. Die Anteile der vier größten Stromerzeuger RWE, E.ON, EnBW und Vattenfall an der installierten Kraftwerksleistung und an der Stromerzeugung sind auch im Jahr 2013 weiter rückläufig.

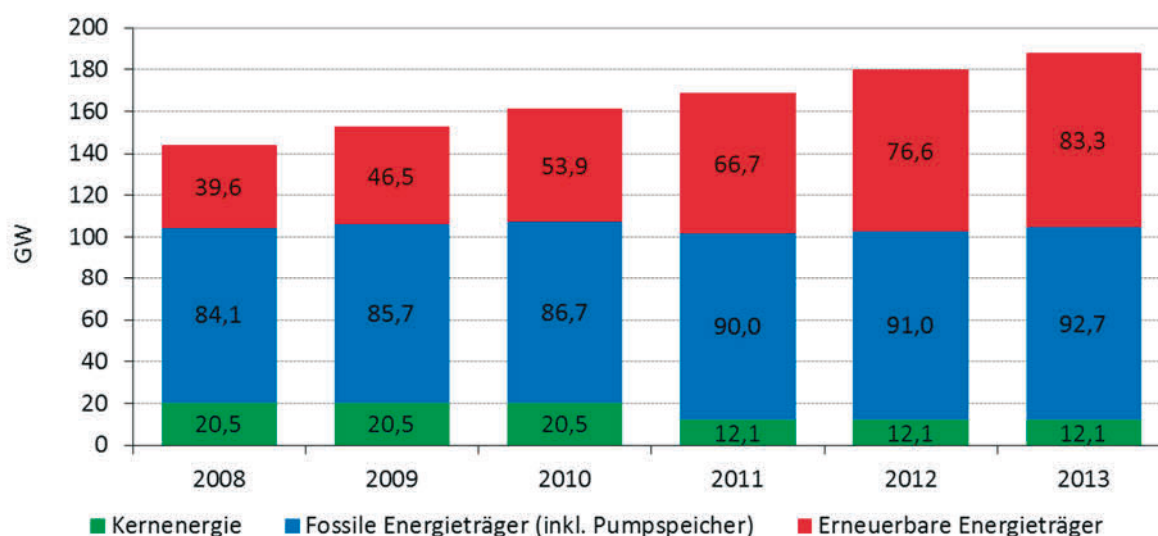
Die derzeit vorhandenen Kraftwerkskapazitäten sind ausreichend. In Deutschland stehen derzeit ausreichend Kraftwerke zur Verfügung, so dass ein hohes Maß an Versorgungssicherheit gewährleistet ist.

Die Stromversorgung in Deutschland beruht auf einem breiten Mix von Energieträgern. Die konventionelle Stromerzeugung (insbesondere aus Braun- und Steinkohle sowie Kernenergie) sichert derzeit den Großteil der Stromversorgung in Deutschland. Bis zum Jahr 2022 werden die verbleibenden neun Kernkraftwerke (12,1 GW) stufenweise vom Netz gehen. Diese Kapazitätslücke muss teilweise durch die bereits im Bau befindlichen fossilen Kraftwerke und durch den weiteren Zubau von Erneuerbarer-Energien-Kapazitäten, durch Lastmanagement und mehr Energieeffizienz sowie den Stromhandel mit den Nachbarländern kompensiert werden.

I.6.1 Kraftwerksbestand

Die installierte Erzeugungsleistung insgesamt nimmt weiter zu. Die installierte Erzeugungsleistung der Kraftwerke, die mit dem deutschen Stromnetz verbunden sind, beträgt im Jahr 2013 insgesamt 188,1 GW (BNetzA 2014a). Sie ist von 2008 bis 2013 um rund 44 GW angestiegen. Der Anstieg der Gesamtleistung über diesen Zeitraum lässt sich fast ausschließlich auf den Ausbau der erneuerbaren Energien von 39,6 GW im Jahr 2008 auf 83,3 GW im Jahr 2013 zurückführen. Abbildung I.6.1 stellt diese Entwicklungen dar und veranschaulicht den Zubau der erneuerbaren Energien und damit deren zunehmende Bedeutung im heutigen Elektrizitätsversorgungssystem.

Abbildung I.6.1: Installierte Leistung der an das deutsche Stromnetz angeschlossenen Stromerzeugungsanlagen

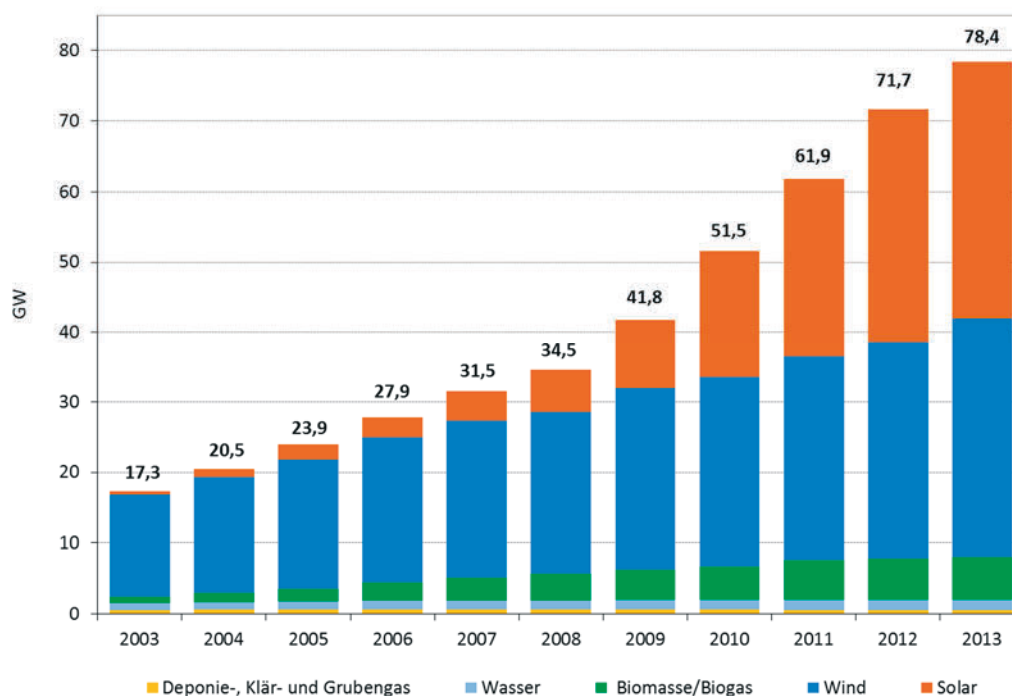


Quelle: BNetzA 2014a

I.6.1.1 Erneuerbare Energien

Die installierte Erzeugungsleistung erneuerbarer Energien nimmt weiter zu. Die Entwicklung der installierten Leistung von Stromerzeugungsanlagen auf Basis von erneuerbaren Energieträgern ist in Abbildung I.6.2 dargestellt. Die installierte Leistung der nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vergütungsfähigen Anlagen ist im Jahr 2013 auf 78,4 GW (2012: 71,7 GW) angestiegen und stellte damit einen Anteil an der gesamten installierten Kraftwerksleistung von etwa 42 Prozent dar. Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung stieg auf 24,1 Prozent (siehe Kapitel I.2.1.4). Weitere 4,9 GW (BNetzA 2014a) installierte Leistung aus erneuerbaren Energien stehen in Anlagen zur Verfügung, die nicht nach dem EEG vergütungsfähig sind (z. B. Lauf- und Speicherwasser). Insgesamt beträgt die installierte Leistung von Stromerzeugungsanlagen auf Basis von erneuerbaren Energien 83,3 GW. Der Zubau der EEG-Anlagen entspricht seit 2003 einem durchschnittlichen jährlichen Zuwachs von rund 16 Prozent.

Abbildung I.6.2: Installierte Leistung von Stromerzeugungsanlagen auf Basis von erneuerbaren Energieträgern, die nach dem EEG vergütungsfähig sind



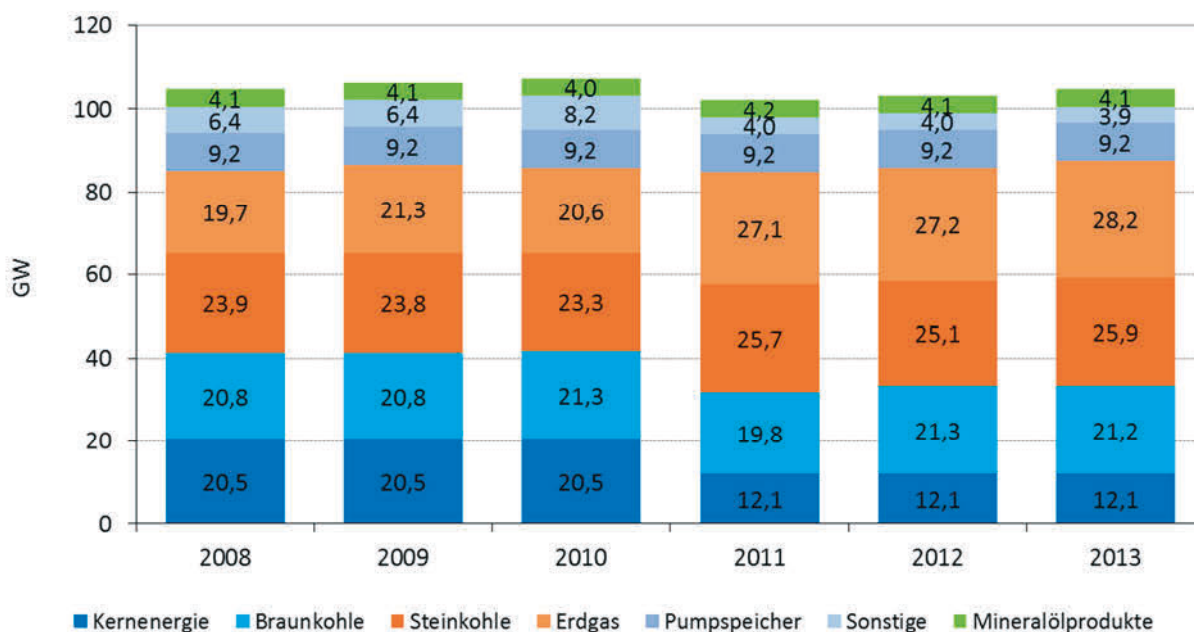
Quelle: BNetzA, BKartA 2014

Sonne und Wind sind die Energieträger mit der höchsten installierten Leistung. Die beiden erneuerbaren Energieträger Sonne und Wind liegen bei der installierten Leistung deutlich vor den fossilen Energieträgern Erdgas mit 28,2 GW und Steinkohle mit 25,9 GW installierter Leistung. Das stärkste Wachstum zeigt die Photovoltaik. Sie ist mit 36,3 GW der Energieträger mit der höchsten installierten Leistung. Mit der sogenannten PV-Novelle wurden verschiedene Maßnahmen eingeleitet, um den Ausbau zu verstetigen. Im Jahr 2013 lag der Zubau somit im angestrebten Korridor. Die zweithöchste installierte Leistung weist die Windenergie mit 34,0 GW auf. Insbesondere die Nutzung der Windenergie an Land weist einen deutlichen Zuwachs auf. Die Nutzung der Windenergie auf dem Meer (Offshore) wurde bis Ende 2013 um 240 MW auf 508 MW ausgebaut (2012: 268 MW). Für eine Beschleunigung des Ausbaus der Offshore-Windenergie sind in erheblichem Umfang gesetzgeberische, technische und logistische Vorarbeiten erfolgt. Während die installierte Leistung der Kraftwerke auf Basis von Biomasse moderat gestiegen ist, hat es bei der Leistung der Lauf- und Speicherwasserkraftwerke und der Kraftwerke auf Basis von Gruben-, Klär- und Deponiegas keinen nennenswerten Zubau gegeben.

I.6.1.2 Konventionelle Kraftwerke

Die installierte Erzeugungsleistung konventioneller Kraftwerke nimmt zu. Der konventionelle Kraftwerkspark (Kernkraftwerke, fossile Kraftwerke, Pumpspeicherkraftwerke) ist im Jahr 2013 gegenüber dem Vorjahr um 1,6 GW auf 104,7 GW angestiegen (siehe Abbildung I.6.3). Dieser Zuwachs ist im Wesentlichen auf einen Zubau von Anlagen auf Erdgasbasis sowie auf Basis von Steinkohle zurückzuführen.

Abbildung I.6.3: Installierte Leistung der konventionellen Kraftwerke nach Energieträgern



Quelle: BNetzA 2014a

I.6.1.3 Kraft-Wärme-Kopplung

Die Kraft-Wärme-Kopplung hat in den letzten zehn Jahren zugenommen. Die Technologie der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ermöglicht die Erzeugung von Strom und Wärme innerhalb einer gemeinsamen technischen Einheit, zum Beispiel innerhalb eines Kohle- oder Gaskraftwerks, eines Verbrennungsmotors oder einer Brennstoffzelle. Damit wird eine hohe Ausnutzung der eingesetzten Primärenergie von bis zu ca. 90 Prozent erreicht. Wie der Abbildung I.6.4 und der Tabelle I.6.1 zu entnehmen ist, ist die KWK-Nettostromerzeugung in den vergangenen zehn Jahren von 78,3 TWh (13,8 Prozent an der gesamten Nettostromerzeugung) im Jahr 2003 auf 107,7 TWh (18,1 Prozent an der gesamten Nettostromerzeugung) im Jahr 2013 angestiegen. Überschlägig kann man von einer installierten KWK-Leistung von 30 GW ausgehen (Öko-Institut 2014).

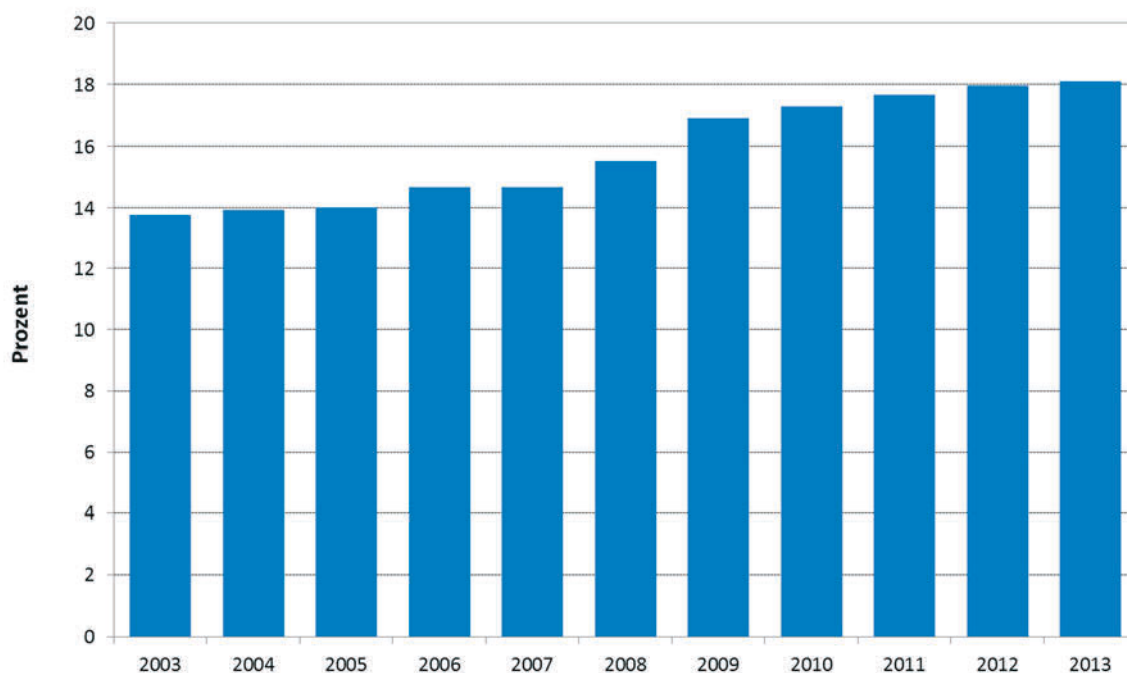
Bei motorischen KWK-Anlagen wird ein weiterer Zubau erwartet. Motorische KWK-Anlagen spielen beim Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung eine wichtige Rolle, vor allem für die Objektversorgung und in der Industrie sowie im Bereich der biogenen Anlagen. Die von Motoren erzeugte KWK-Strommenge stieg von 6,6 TWh im Jahr 2003 auf 17,3 TWh im Jahr 2012 (Öko-Institut 2014). In den kommenden Jahren wird teilweise ein weiterer Zubau in diesem Bereich von bis zu 300 MW pro Jahr bis zum Jahr 2020 erwartet (Prognos, IFAM, IREES, BHKW-Consult 2014).

Tabelle I.6.1: Kraft-Wärme-Kopplung

Jahr	Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung an der Nettostromerzeugung							Anteil der KWK- Nettostromerzeugung an der gesamten
	KWK-Nettostrom- erzeugung in TWh	KWK-Nettowärme- erzeugung in TWh	KWK-Nettostrom- und Nettowärmeerzeugung in TWh	Brennstoffeinsatz zur KWK-Nettostrom- erzeugung in PJ	Brennstoffeinsatz zur KWK-Nettowärme- erzeugung in PJ	Brennstoffeinsatz zur KWK- Nettostrom- und Nettowärmeerzeugung in PJ	Brennstoffeinsatz zur KWK- Nettostrom- und Nettowärmeerzeugung in PJ	
2003	78,3	181,3	259,6	557,1	638,9	1196,0	1196,0	13,8
2004	80,4	185,6	266,0	573,0	689,5	1262,5	1262,5	13,9
2005	81,5	188,2	269,8	571,2	694,1	1265,3	1265,3	14,0
2006	87,7	191,6	279,3	604,5	700,5	1305,1	1305,1	14,7
2007	87,9	189,2	277,1	603,1	689,2	1292,3	1292,3	14,7
2008	93,1	195,2	288,3	644,7	723,2	1367,9	1367,9	15,5
2009	94,3	197,5	291,8	655,4	733,8	1389,2	1389,2	16,9
2010	102,5	212,9	315,4	707,4	787,8	1495,3	1495,3	17,3
2011	101,4	204,5	305,9	701,0	758,3	1459,3	1459,3	17,7
2012	106,5	213,3	319,9	726,1	782,0	1508,1	1508,1	18,0
2013	107,7	215,8	323,4	734,8	798,1	1532,9	1532,9	18,1

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen

Abbildung I.6.4: Anteil der KWK-Stromerzeugung an der gesamten Nettostromerzeugung

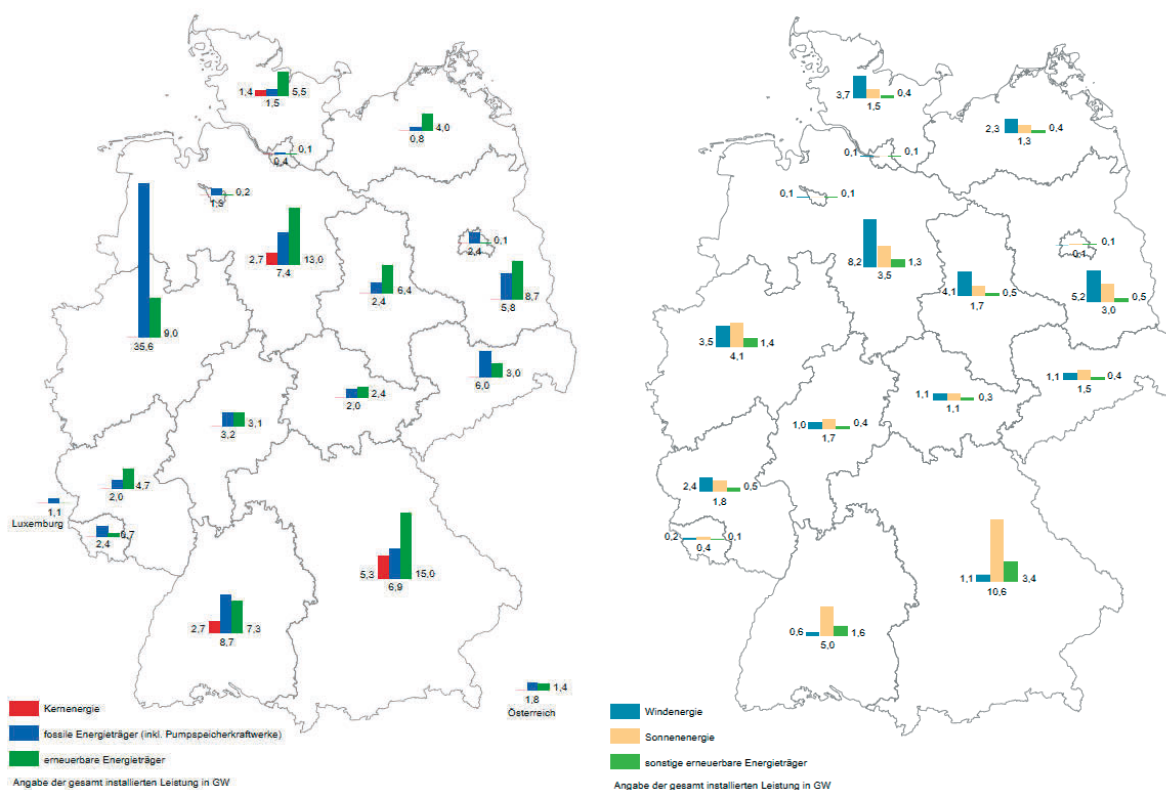


Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen

I.6.1.4 Regionale Verteilung der Kraftwerksleistung nach Bundesländern

Die Stromerzeugungskapazität ist heterogen über Deutschland verteilt (siehe Abbildung I.6.5). Während in einigen Bundesländern nach wie vor überwiegend konventionelle Kraftwerke ins Netz einspeisen, dominieren in acht Bundesländern die erneuerbaren Energien. Kernkraftwerke sind derzeit noch in vier Bundesländern an der Stromerzeugung beteiligt. In Abbildung I.6.5 sind zudem auch ausländische Stromerzeugungsanlagen mit einer Netto-Leistung von rund 4,3 GW dargestellt, die direkt mit dem deutschen Netz verbunden sind, und somit auch zur deutschen Versorgungssicherheit beitragen. Gleichfalls ist zu erkennen, dass Bayern und Niedersachsen die Schwerpunkte der installierten Kraftwerksleistung basierend auf erneuerbaren Energien bilden. Mitte 2014 waren in Bayern Kraftwerke auf Basis von erneuerbaren Energien mit einer Gesamtleistung von 15 GW (davon 10,6 GW Photovoltaik) und in Niedersachsen 13 GW (davon 8,2 GW Windenergie) installiert. Rund 40 Prozent der konventionellen Kraftwerke befanden sich 2013 in Nordrhein-Westfalen (35,6 GW). Es folgen mit deutlichem Abstand Baden-Württemberg (8,7 GW), Niedersachsen (7,4 GW) und Bayern (6,9 GW).

Abbildung I.6.5: Verteilung aller Kraftwerkskapazitäten und der Kraftwerkskapazitäten auf Basis von erneuerbaren Energien auf die Bundesländer

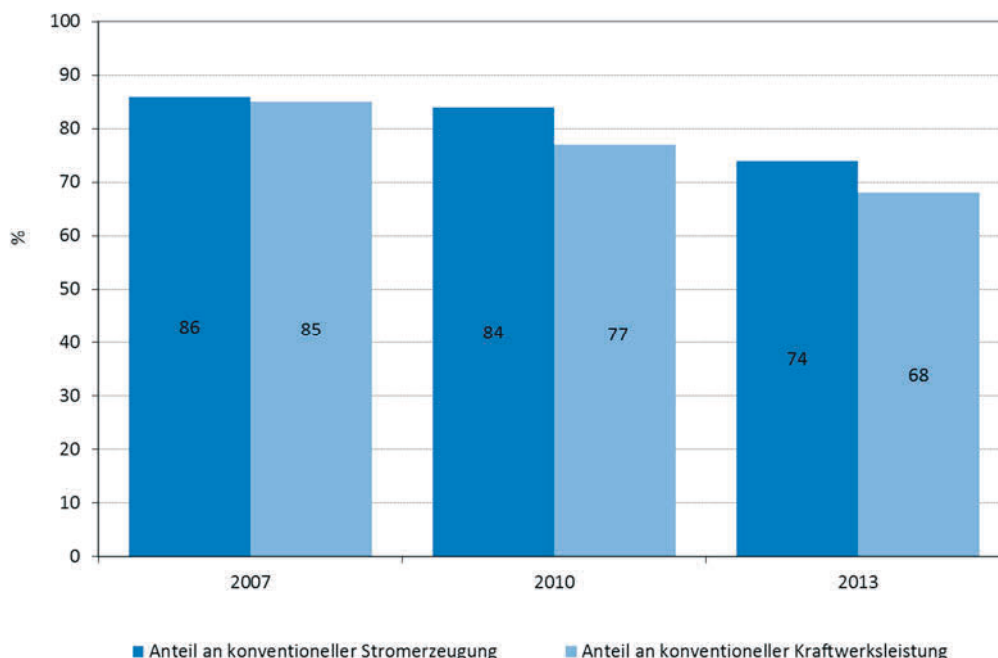


Quelle: Bundesnetzagentur

I.6.1.5 Entwicklung der Marktanteile an Erzeugungskapazitäten

Die Marktanteile der vier größten Stromerzeuger sind weiter rückläufig. In Abbildung I.6.6 wird die Entwicklung des kumulierten Anteils der vier größten Stromerzeuger RWE, E.ON, EnBW und Vattenfall an der konventionellen installierten Kraftwerksleistung und an der konventionellen Stromerzeugung in Deutschland dargestellt. Der sich seit 2007 abzeichnende Trend setzt sich im Berichtsjahr 2013 fort. Die Anteile der vier großen Stromerzeuger an der konventionellen Kraftwerkskapazität in Deutschland reduzierten sich von knapp 85 Prozent im Jahr 2007 auf 68 Prozent im Jahr 2013. Spiegelbildlich dazu sanken die Anteile an der konventionellen Stromerzeugungsmenge in Deutschland von ca. 86 Prozent im Jahr 2007 auf 74 Prozent im Jahr 2013. Die tatsächlichen Marktanteile auf dem deutsch-österreichischen Stromer Absatzmarkt sind niedriger, da die vier größten Stromerzeuger Deutschlands in Österreich nur über geringe Erzeugungskapazitäten verfügen. Bezieht man die mit dem deutsch-österreichischen Großhandelsmarkt gekoppelten Strommärkte im angrenzenden europäischen Ausland mit ein, verringern sich die Marktanteile weiter.

Abbildung I.6.6: Kumulierter Anteil der vier größten Stromerzeuger RWE, E.ON, EnBW und Vattenfall an der konventionellen Kraftwerksleistung und an der konventionellen Stromerzeugung in Deutschland



Quelle: Bundeskartellamt

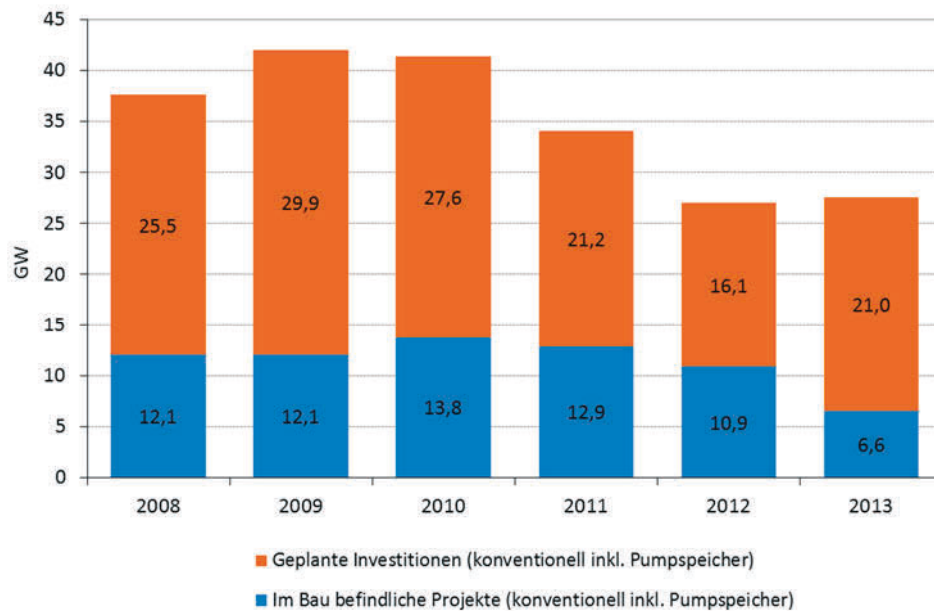
I.6.2 Kraftwerksplanung

Derzeit verfügt Deutschland über ausreichend Kraftwerke. Die Übertragungsnetzbetreiber weisen für Deutschland Überkapazitäten von ca. 10 bis 12 GW im Zeitraum 2014 bis 2016 aus (ÜNB 2013). Damit kann ein hohes Maß an Versorgungssicherheit gewährleistet werden. Wie der Strommarkt künftig organisiert werden muss, damit auch in Zukunft die Sicherheit der Stromversorgung jederzeit gewährleistet bleibt, wird mit den relevanten Akteuren in der vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gegründeten Plattform Strommarkt intensiv diskutiert und ist Gegenstand eines im November 2014 veröffentlichten Grünbuchs des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi 2014a).

I.6.2.1 Bau und Planung konventioneller Kraftwerke

Moderne konventionelle Kraftwerke sind flexibler und umweltfreundlicher als früher. Wie in Abbildung I.6.7 zu erkennen ist, befinden sich 6,6 GW konventionelle Kraftwerksleistung im Bau, was rund 7 Prozent der Gesamtleistung des konventionellen Kraftwerksparks entspricht. Dies bedeutet nicht, dass in jedem einzelnen Jahr alte Kraftwerke in diesem Umfang durch Neubauten ersetzt werden, da der Bau eines konventionellen Kraftwerks meist über mehrere Jahre andauert. Von der sich im Bau befindlichen Kraftwerksleistung entfällt der größte Teil - 54 Prozent - auf die Steinkohle, gefolgt von Erdgaskraftwerken mit 31 Prozent. Hochmoderne konventionelle Kraftwerke sind in ihren Einsatzmöglichkeiten heute noch flexibler und zugleich umweltfreundlicher als ihre Vorgängergeneration.

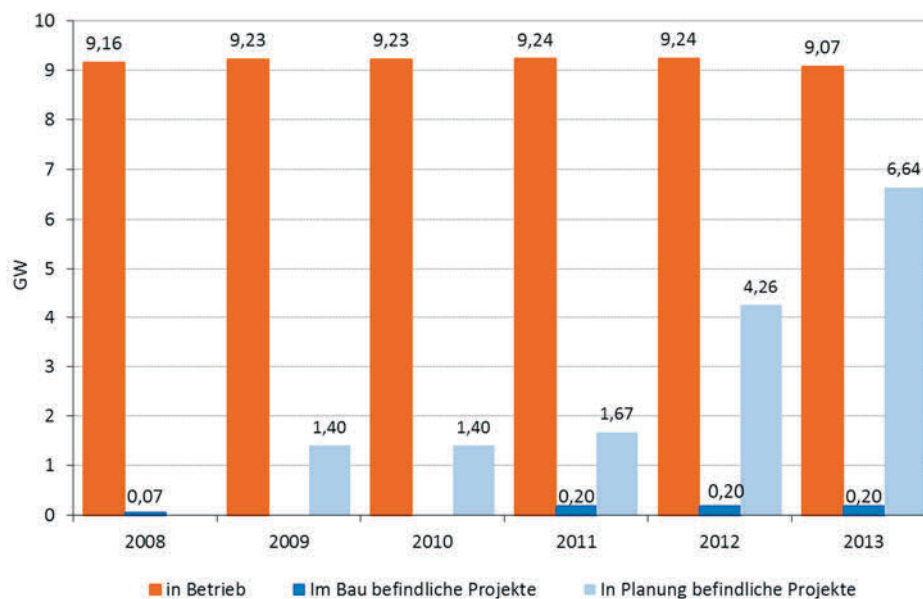
Abbildung I.6.7: Bau und in Planung befindliche konventionelle Kraftwerke (inkl. Pumpspeicher)



Quelle: BNetzA 2014a

Pumpspeicherkraftwerke spielen derzeit eine besondere und wichtige Rolle in der Stromversorgung. Denn sie sind gegenwärtig noch die einzig etablierte und bewährte großtechnische Speicherform mit Systemrelevanz. In Abbildung I.6.8 ist zu erkennen, dass im Jahr 2013 Pumpspeicherkraftwerke mit einer Leistung von über 9 GW an das deutsche Netz angeschlossen sind, darunter sind Pumpspeicherkraftwerke in Luxemburg und Österreich zusammen mit einer Leistung von rund 2,9 GW. Eine neue Anlage mit einer Leistung von knapp 200 MW befindet sich im Bau.

Abbildung I.6.8: Bestand, Bau und Planung von Pumpspeicherkraftwerken



Quelle: BNetzA 2014a

Pumpspeicherkraftwerke erfahren im aktuellen Rechtsrahmen gezielte Anreize. So sind neue und modernisierte Pumpspeicherkraftwerke von Netzentgelten sowie Pumpspeicher generell von der EEG-Umlage befreit. Der in Pumpspeicherkraftwerken von den Pumpen zur Förderung der Speichermedien verbrauchte Strom ist außerdem von der Stromsteuer befreit. Zudem arbeitet die Bundesregierung auf Partnerschaften mit Österreich, der Schweiz und Norwegen hin, um grenzüberschreitend weitere Speichermöglichkeiten zu schaffen und zu nutzen.

I.7 Netzbestand und Netzausbau

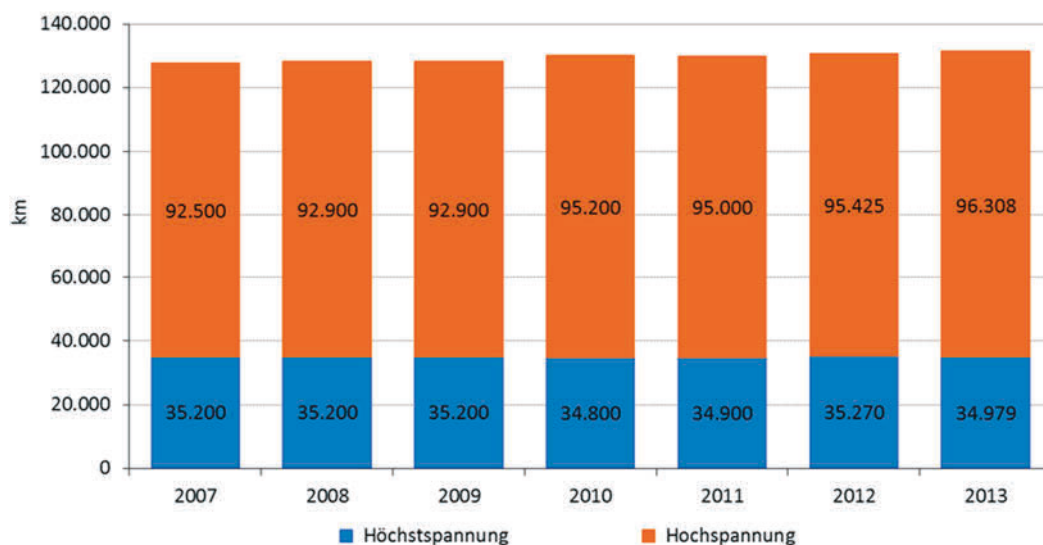
Die Netzqualität ist in Deutschland nach wie vor sehr hoch. Die Stromversorgung in Deutschland zählt zu einer der sichersten weltweit. Auch die Versorgung mit Erdgas gilt als sicher. Für das Gelingen der Energiewende und für ein weiteres Zusammenwachsen des europäischen Strommarktes sind der weitere Netzausbau und die Modernisierung des bestehenden Netzes auf allen Spannungsebenen von zentraler Bedeutung. Die Investitionen der Übertragungsnetzbetreiber in das Höchstspannungsnetz haben sich in den Jahren 2012 und 2013 im Vergleich zu den vorherigen Jahren fast verdoppelt und die Plandaten für das Jahr 2014 sehen einen weiteren Anstieg voraus.

Ein zuverlässiges Stromnetz ist für die Versorgungssicherheit unerlässlich. Eine stabile und sichere Stromversorgung ist nur mit einem zuverlässigen und modernen Stromnetz möglich und für das Funktionieren privater und industrieller Abläufe unverzichtbar.

I.7.1 Stromnetzbestand

Die Stromkreislänge der Höchst- und Hochspannungsnetze ändern sich kaum. Das Stromnetz ist in vier Spannungsebenen unterteilt, die über Umspannwerke miteinander verbunden sind. In Abbildung I.7.1 ist die Stromkreislänge der Höchst- und Hochspannungsnetze dargestellt. Diese Leitungen werden fast ausschließlich als Freileitungen errichtet. Obwohl sich in den letzten Jahren die Aufgaben der Netze durch die Intensivierung des Europäischen Binnenmarktes und durch die Energiewende deutlich verändert haben, ist die Stromkreislänge in den beiden höchsten Spannungsebenen über die Jahre praktisch unverändert bei rund 130.000 km geblieben (siehe Abbildung I.7.1).

Abbildung I.7.1: Stromkreislänge der Höchst- und Hochspannungsnetze



Quelle: BNetzA, BKartA 2014

I.7.2 Stromnetzausbau

Der Ausbau und die Modernisierung der Stromnetze auf allen Spannungsebenen sind für das Gelingen der Energiewende von großer Bedeutung. Insbesondere muss der überwiegend im Norden an Land und auf See erzeugte Windstrom und der im Süden produzierte Photovoltaik-Strom im Netz aufgenommen werden. Aber auch die zunehmende Integration des europäischen Marktes erfordert eine bessere Vernetzung mit den europäischen Nachbarn, insbesondere den Ausbau von Grenzkuppelstellen, der u. a. im Rahmen von Vorhaben von gemeinsamem europäischem Interesse weiter vorangetrieben wird. Hinzu kommen die Herausforderungen, die sich daraus ergeben, dass erneuerbar erzeugter Strom überwiegend auf unteren Spannungsebenen eingespeist wird. Die aktuellen Veränderungen der Erzeugungslandschaft führen tendenziell zu einer Steigerung des erforderlichen Netzausbaus, da Strom nicht nur weiträumig eingespeist, sondern auch weiträumig verteilt wird. Daher ist es mit Blick auf eine gesamtwirtschaftliche Effizienz erforderlich, den Zubau von erneuerbaren Energien eng mit dem Netzausbau zu verzahnen.

I.7.2.1 Ausbau der Übertragungsnetze

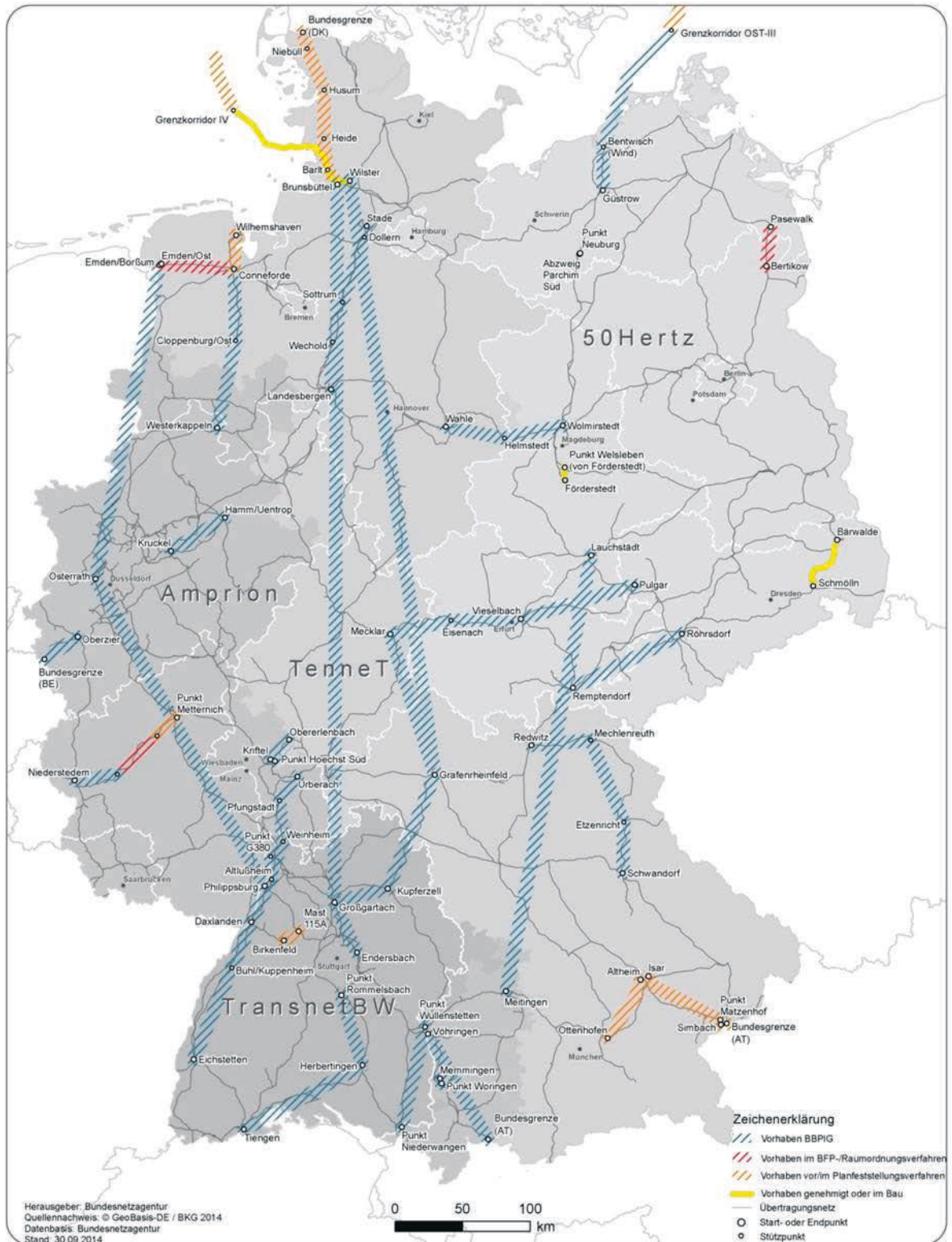
Der Ausbau der Höchstspannungsnetze ist erforderlich. Das Übertragungsnetz dient der überregionalen Verbindung von Erzeugungs- und Lastschwerpunkten sowie dem Anschluss großer Kraftwerke und sehr großer Verbraucher. Die Zahl und Lage der Erzeugungsanlagen ändert sich. Damit ändern sich auch die Kapazität der benötigten Netze und die Richtung der Lastflüsse kann sich u.U. umkehren. Nicht nur Kraftwerke fungieren als Einspeisepunkte, sondern zunehmend auch die Verknüpfungspunkte mit den nachgelagerten Verteilernetzen. Diese Veränderungen machen einen Ausbau der Höchstspannungsnetze erforderlich. Zudem soll die Verbindung zu den Strommärkten im benachbarten Ausland verstärkt werden, welche ebenfalls auf der Übertragungsebene stattfindet. Um den notwendigen Netzausbau voranzubringen und die Stabilität des Stromnetzes zu gewährleisten, hat die Bundesregierung verschiedene Maßnahmen auf den Weg gebracht (siehe Kapitel III.2.1).

Es besteht ein vordringlicher Bedarf für 59 bundesweite Vorhaben. Das Bundesbedarfsplangesetz dient der Beschleunigung der Planungs- und Genehmigungsverfahren für den notwendigen Netzausbau. Die Projekte des Bundesbedarfsplans sind in Abbildung I.7.2 eingetragen und umfassen 36 Vorhaben. Das Verfahren der Bundesfachplanung wurde erstmals mit Antrag des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz Transmission für eine von Bertikow nach Pasewalk geplante Höchstspannungsleitung im September 2014 begonnen. Alle übrigen Vorhaben aus dem Bundesbedarfsplan befinden sich in noch vorgelagerten Stadien. Mit dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) wurde bereits im Jahr 2009 der vordringliche Bedarf für 1.876 km neuer Höchstspannungsleitungen festgestellt (siehe Abbildung I.7.3). Im Jahr 2013 wurden 54 Kilometer der im EnLAG vorgesehenen Höchstspannungsleitungen fertiggestellt. In den ersten drei Quartalen 2014 wurden rund 116 km fertiggestellt. Damit sind mit 438 km rund ein Viertel der erforderlichen Kilometer realisiert. Die Übertragungsnetzbetreiber rechnen mit einer Fertigstellung von 40 Prozent der EnLAG-Leitungskilometer bis zum Jahr 2016.

Für Süddeutschland ist die „Thüringer Strombrücke“ von besonderer Bedeutung.

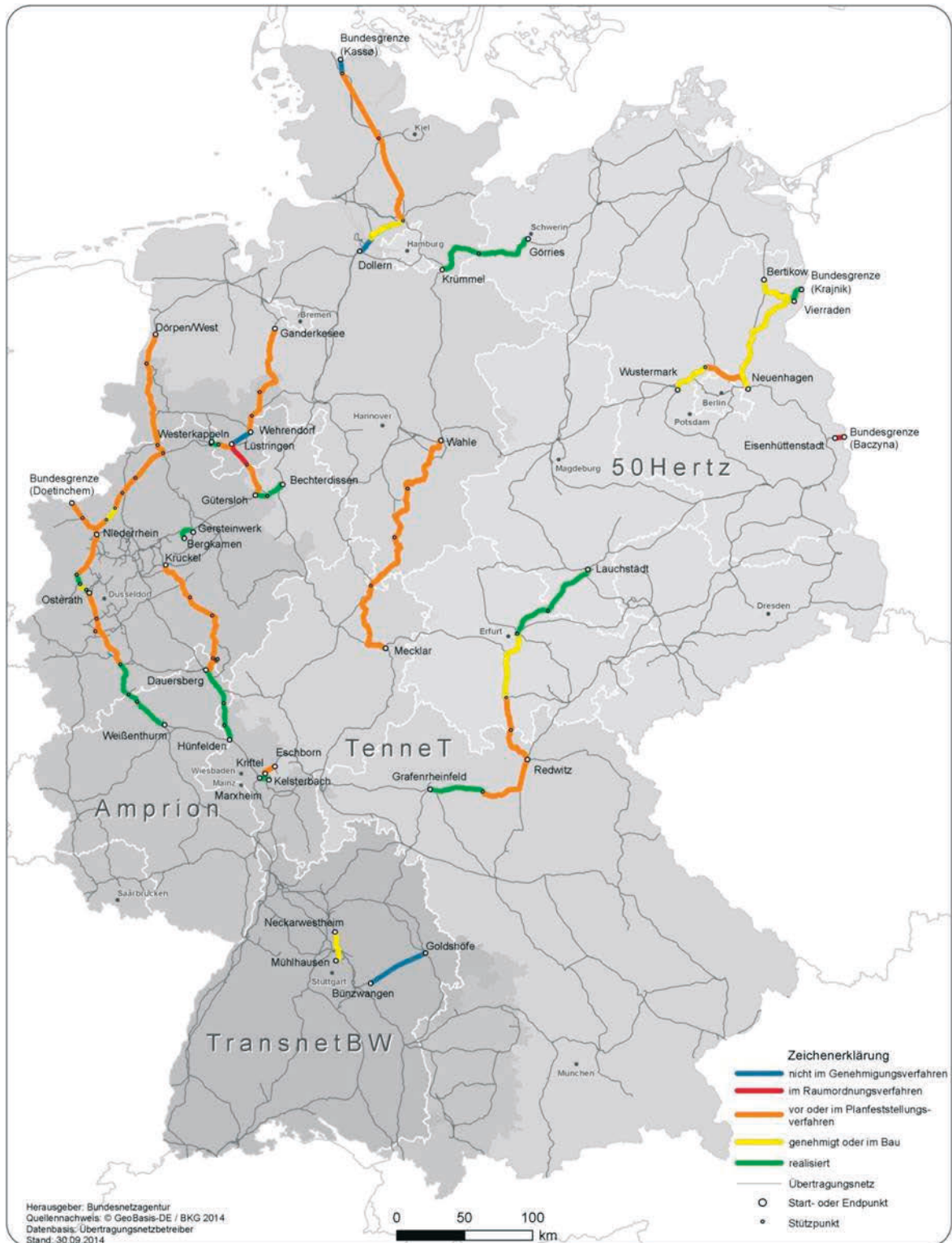
Für die sichere Stromversorgung Süddeutschlands ist vor allem die Realisierung der „Thüringer Strombrücke“ von Bedeutung, die auch den lokalen Erzeugungsrückgang durch die Abschaltung des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld im Jahr 2015 auffangen soll. Bisher ist keines der Vorhaben mit Pilotstrecken für Erdkabel in Betrieb. Der Übertragungsnetzbetreiber Amprion hat aber mit den Bauaktivitäten für das erste 380-kV-Erdkabel-Pilotprojekt in der Gemeinde Raesfeld begonnen.

Abbildung I.7.2: Bundesbedarfsplan-Projekte



Quelle: Bundesnetzagentur

Abbildung I.7.3: EnLAG-Projekte

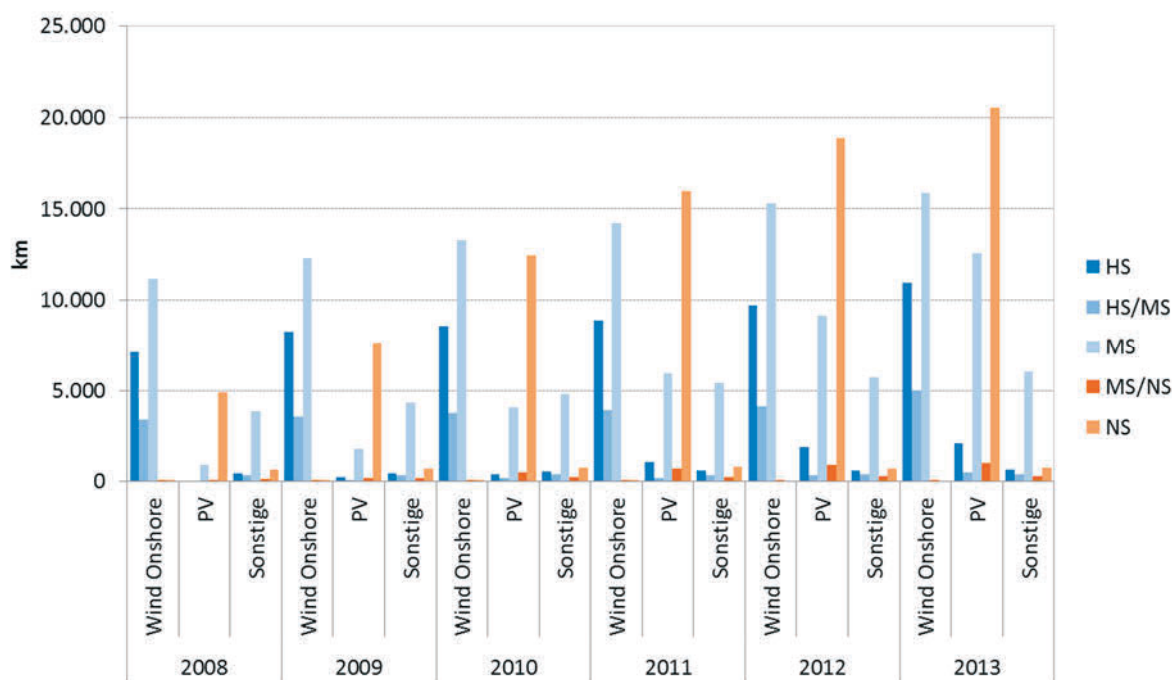


Quelle: Bundesnetzagentur

I.7.2.2 Ausbau der Stromverteilernetze und Verteilung der erneuerbaren Energien auf die Spannungsebenen

Stromverteilernetze werden zunehmend neue Aufgaben übernehmen. Die Stromverteilernetze dienten früher fast ausschließlich der lokalen Verteilung von elektrischem Strom innerhalb einer begrenzten Region. Mit dem zunehmenden Ausbau der Erneuerbaren Energien, die überwiegend an die Verteilnetze angeschlossen sind (siehe Abbildung I.7.4), muss der lokal erzeugte Strom, soweit er nicht „vor Ort“ verbraucht werden kann, zu den Höchstspannungsnetzen geleitet werden. Die Integration vieler Kleinerzeugungsanlagen erfordert deshalb den Ausbau und die Modernisierung auch der Verteilnetze und den Einsatz intelligenter Netztechnik.

Abbildung I.7.4: Verteilung der erneuerbaren Energien auf die Spannungsebenen



Quelle: Statistikbericht Bundesnetzagentur

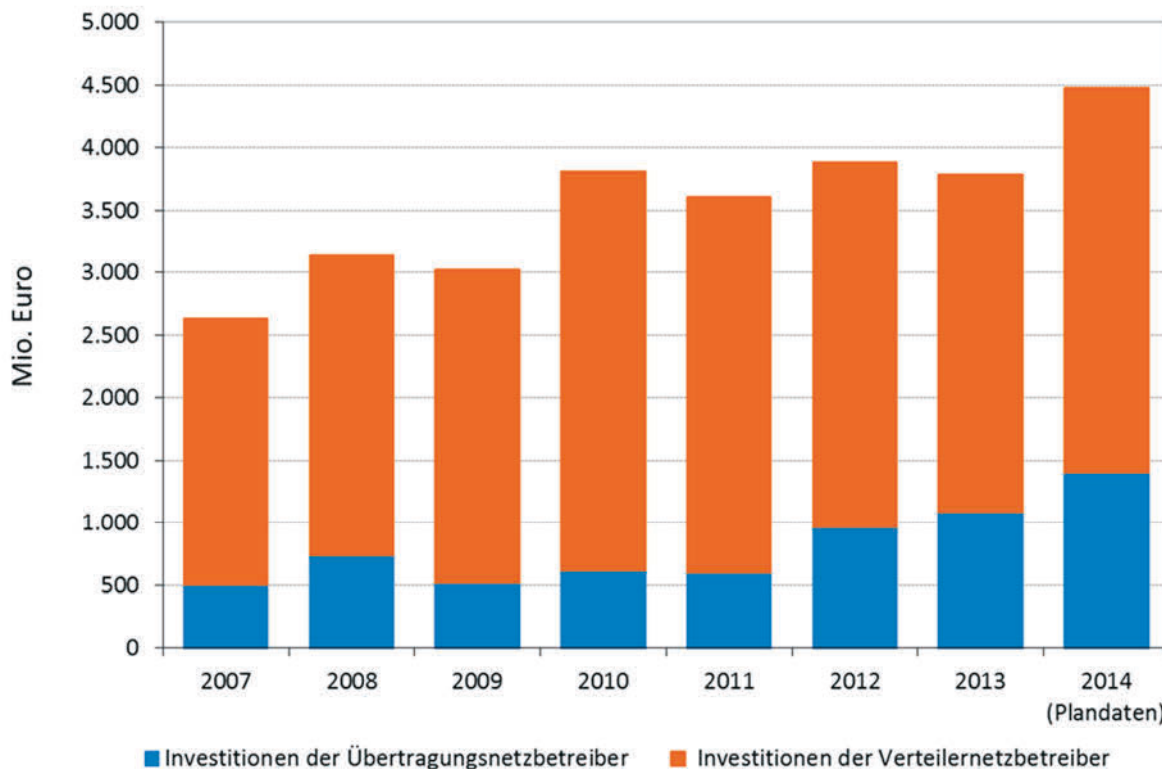
I.7.3 Netzinvestitionen und Netzentgelte

Investitionen in die Stromnetze werden über regulierte Netzentgelte finanziert. Für Bau, Betrieb, Instandhaltung, Erweiterung und Modernisierung von Stromnetzen fallen Investitionskosten an, die über regulierte Netzentgelte finanziert werden. Diese werden im Ergebnis durch die Letztverbraucher getragen. Auch dieser Aspekt ist bei der Sicherstellung der Bezahlbarkeit von Energie mit zu beachten. Neue Anforderungen an die Netze ergeben sich auch durch das Zusammenwachsen des europäischen Strommarktes und durch den derzeit stattfindenden grundlegenden Umbau der Stromversorgung mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien. Dies alles macht eine zusätzliche Anpassung der Stromnetze und zusätzliche Investitionen erforderlich.

I.7.3.1 Investitionen in Stromnetze

Die Investitionen in die Stromnetze nehmen zu. Die Netzbetreiber haben seit 2007 jährlich zwischen 2,6 und 4,0 Milliarden Euro für Neu- und Ausbau sowie Erhalt und Erneuerung von Stromnetzen investiert (siehe Abbildung I.7.5). In den Plandaten für das Jahr 2014 wird diese Spanne zum ersten Mal überschritten. Zusätzlich zu den Netzinvestitionen kommen noch jährliche Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung der Netze in Höhe von durchschnittlich 3,4 Milliarden Euro hinzu. Wartungskosten und Investitionen zum Erhalt des Netzes fallen unabhängig vom Ausbau der erneuerbaren Energien an. Allerdings wird auch durch den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien der Investitionsbedarf in den Ausbau und die Modernisierung der Netze zunehmen. Die zunehmenden Investitionen in die Stromnetze führen auch zu einer regional unterschiedlichen Entwicklung der Netzentgelte. Dabei treten unterschiedliche Mehrbelastungen der Haushalte hinsichtlich der Netzentgelte auf.

Abbildung I.7.5: Investitionen in Neu- und Ausbau sowie Erhalt und Erneuerung von Stromnetzen



Quelle: BNetzA, BKartA 2014

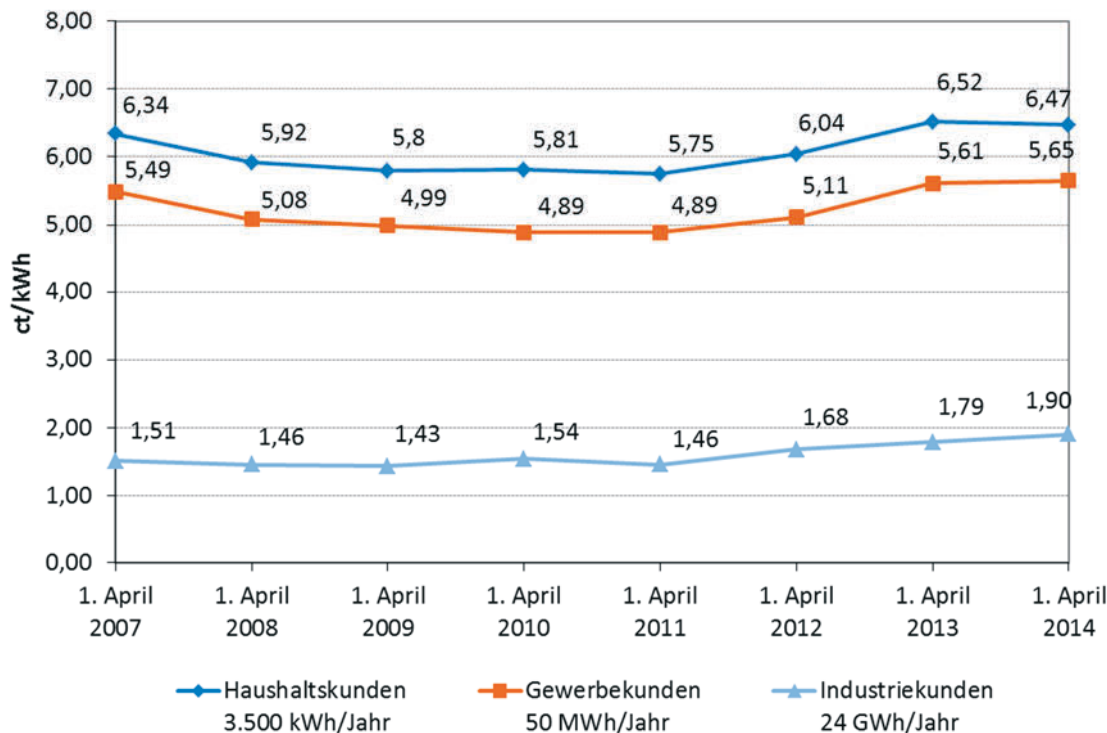
Die Investitionen in die Höchstspannungsnetze sind stark angestiegen. Die Investitionen der Übertragungsnetzbetreiber in das Höchstspannungsnetz liegen seit Jahren konstant bei jährlich rund einer halben Milliarde Euro (siehe Abbildung I.7.5). Für die Verwirklichung der Neubaumaßnahmen nach dem Energieleitungsausbaugesetz von 2009 und nach dem Bundesbedarfsplangesetz von 2013 haben sich die Investitionen in den Jahren 2012 und 2013 im Vergleich zu den vorherigen Jahren fast verdoppelt und die Plandaten für das Jahr 2014 sehen einen weiteren Anstieg voraus.

I.7.3.2 Stromnetzentgelte

Die Stromnetzentgelte werden staatlich reguliert. Die Kosten, die für Betrieb, Erhaltung und Erweiterung der Stromnetze anfallen, werden von den Netznutzern refinanziert. In Deutschland werden die Netzkosten von den Letztverbrauchern über die Netzentgelte getragen. Da das Stromnetz ein natürliches Monopol darstellt, wird der Stromverbraucher vor möglichem Missbrauch der Monopolstellung von staatlichen Regulierungsbehörden geschützt. Seit 2005 kontrollieren Regulierungsbehörden des Bundes und der Länder die Höhe der Netzentgelte. Damit soll erreicht werden, dass die Stromnetzbetreiber einerseits über hinreichende Erlöse verfügen, um die Kosten des Netzbetriebs zu decken. Andererseits soll vermieden werden, dass Netzbetreiber überhöhte Entgelte erheben. Das entsprechende Instrument der Regulierungsbehörden ist die Anreizregulierung, die den Netzbetreibern Anreize für eine Hebung ihrer Effizienzpotenziale gibt.

Die Netzentgelte sind je nach Abnahmemenge unterschiedlich ausgestaltet (siehe Abbildung I.7.6). In den Jahren nach 2007 ließen sich spürbare Netzentgeltreduzierungen beobachten, die zu einer Stabilisierung der Strompreise geführt haben. In den Jahren 2012 und 2013 sind die Netzentgelte wieder gestiegen.

Abbildung I.7.6: Entwicklung der durchschnittlichen Netzentgelte für drei Abnahmefälle



Quelle: BNetzA, BKartA 2014

I.7.4 Stabilität und Qualität der Stromnetze

Für die sichere Versorgung mit Strom ist eine hohe Stabilität und Qualität der Stromnetze von großer Bedeutung.

- Die Stabilität des Netzes ergibt sich aus den Vorkehrungen, die für einen planbaren und planmäßigen sicheren Betrieb der Netze und gegen Spannungs- und Frequenzschwankungen ergriffen werden.
- Die Qualität des Netzes ergibt sich aus den technischen Vorkehrungen, die die Netzbetreiber gegen den technischen Ausfall ihres Netzes treffen.

I.7.4.1 Stabilität der Stromnetze

Die Netzbetreiber sorgen für die Stabilität der Stromnetze. Da schon bei kleinen Abweichungen (z. B. bei der Frequenz oder der Spannung) die Stabilität des Systems ernsthaft gefährdet ist, müssen die Netzbetreiber kontinuierlich Vorkehrungen treffen und Maßnahmen ergreifen, um einen dauerhaft stabilen Betrieb des Stromnetzes zu gewährleisten. Eingriffe zum Ausgleich der tatsächlichen Nachfrage und der tatsächlichen Stromerzeugung sind Aufgaben der Netzbetreiber.

Eingriffe der Netzbetreiber

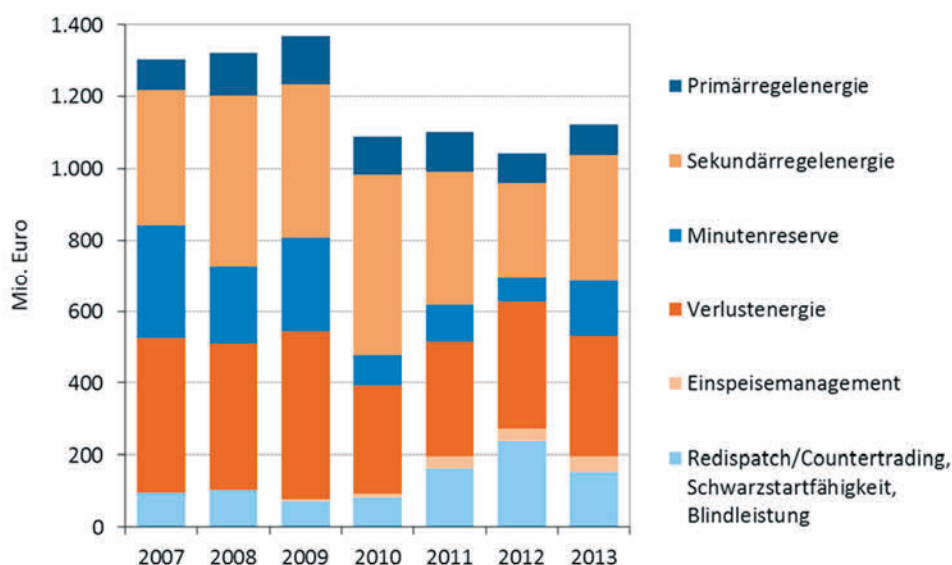
Mit Systemdienstleistungen stabilisieren die Netzbetreiber die Stromnetze. Auch wenn die Prognosen über das zu erwartende Stromangebot und die zu erwartende Stromnachfrage mit den tatsächlichen Gegebenheiten übereinstimmen, müssen Netzbetreiber systemstützende Maßnahmen ergreifen. Dies ist schon deshalb notwendig, weil die Netznutzer nur im Rhythmus der viertelstündigen Bilanzierung handeln, während das Netz im Millisekundenbereich stabil gehalten werden muss. Den Übertragungsnetzbetreibern stehen für die Stabilisierung der Netze eine Reihe von Maßnahmen zur Verfügung (Systemdienstleistungen), die nach Angaben der Bundesnetzagentur für rund sechs Prozent der Netzkosten verantwortlich sind. Zu diesen Maßnahmen gehören:

- Regelenergie: Die Netzbetreiber sichern sich die Erzeugungsleistung von Kraftwerken, auf deren Betrieb sie unmittelbar zugreifen können. Einige große Letztverbraucher bieten ihre abschaltbaren Leistungen als Regelenergie an. Damit können die Netzbetreiber innerhalb kürzester Frist die Abweichungen der Bilanzkreise auffangen und ausgleichen.

- Redispatch- oder Countertrading-Maßnahmen werden eingesetzt, wenn sich aus den Handelsgeschäften der Stromhändler absehbar eine lokale oder regionale Netzüberlastung ergibt oder zu ergeben droht. Hochbelastete Netzkomponenten werden dabei durch direkte oder indirekte Eingriffe in die Fahrweise von Kraftwerken entlastet. Die betroffenen Betreiber von konventionellen Anlagen erhalten für die Anpassung ihres Einspeiseverhaltens eine Vergütung.
- Einspeisemanagement: EEG-Anlagen können aufgrund von lokalen Netzüberlastungen abgeregelt werden. Die EEG-Anlagenbetreiber erhalten für den Ausfall eine Entschädigung.
- Verlustenergie: Fließt Strom durch eine Stromleitung, verursacht dies eine Erwärmung der Stromleitung, die zu Energieverlusten führt. Eine der Verlustenergie entsprechende Strommenge wird von den Netzbetreibern zugekauft.
- Als Blindleistung wird im Drehstromnetz ein unvermeidbares elektrotechnisches Phänomen bezeichnet, bei dem sich durch Nutzung und Transport die Schwingungen des Drehstroms gegeneinander verschieben. Die Leistungsfähigkeit des Netzes nimmt dabei deutlich ab. Bei langen Transportwegen führt dieses Phänomen zu einem Absinken der Spannung.
- Schwarzstartfähigkeit ist die Fähigkeit von Kraftwerken, nach einem lokalen oder regionalen Netz-Zusammenbruch selbstständig wieder anfahren zu können. Die Netzbetreiber stellen sicher, dass immer genügend Kraftwerke am Netz sind, die über diese Fähigkeit verfügen.

Die Kosten für Systemdienstleistungen sind gesunken. Die Kosten für Systemdienstleistungen, die über die Netzentgelte auf die Stromkunden umgelegt werden, sind seit 2009 deutlich gesunken (siehe Abbildung I.7.7). Eine wichtige Ursache ist, dass seit diesem Zeitpunkt neue Beschaffungsverfahren für diese Leistungen eingeführt wurden. Viele Systemdienstleistungen werden seitdem im Wettbewerb erbracht. Außerdem wurden Synergien zwischen den vier deutschen Regelzonen ausgenutzt. Im Vergleich zum Vorjahr ist bei den Kosten für Redispatch- und Countertrading-Maßnahmen ein Rückgang zu verzeichnen. Dieser Rückgang kann vor allem durch den Rückgang der eingesetzten Redispatch-Mengen von 4.690 GWh im Jahr 2012 auf 4.390 GWh in Jahr 2013 erklärt werden. Eine Verringerung der Redispatch-Mengen ist jedoch nicht gleichbedeutend mit einem Rückgang des Redispatch-Bedarfs, denn die Einsatzhäufigkeit der Redispatch-Maßnahmen ist im Vergleich zum Vorjahr von 7.160 Stunden auf 7.695 Stunden angestiegen (BNetzA, BKartA 2014). Die Kosten für die Entschädigungszahlungen aus dem Einspeisemanagement sind im Vergleich zum Vorjahr angestiegen, machen aber weiterhin nur einen Anteil von 4 Prozent an den Gesamtkosten aus. Auch die Eingriffe in den Betrieb von Erneuerbare-Energien-Anlagen im Rahmen des Einspeisemanagements haben im Vergleich zum Vorjahr auf ca. 0,44 Prozent der erneuerbaren Strommenge nur geringfügig zugenommen (BNetzA, BKartA 2014).

Abbildung I.7.7: Kosten für Systemdienstleistungen



I.7.4.2 Qualität der Stromnetze

Eine hohe Netzqualität ist für eine sichere Stromversorgung notwendig. Für die Letztverbraucher, also private Haushalte, Gewerbebetriebe und Industrie, ist es von hoher Bedeutung, dass eine konstant hohe Netzqualität gewährleistet wird. Insbesondere ist eine möglichst geringe Zahl und Dauer von lokalen Unterbrechungen der Stromversorgung erforderlich. Lokale Unterbrechungen gehen meist auf Überlastungen, Störungen oder Beschädigungen von Netzkomponenten zurück. Engpässe in der Stromversorgung können zu gezielten Abschaltungen von Verbrauchern führen.

(n-1)-Sicherheit der Übertragungsnetze

Das Übertragungsnetz wird mit der so genannten (n-1)-Sicherheit betrieben. Der Ausfall einer wichtigen Leitung, eines wichtigen Kabelstromkreises, eines Kraftwerks oder eines Netztransformators soll nicht zu Einschränkungen der Versorgung führen. Die (n-1)-Sicherheit ist ein bewährtes Konzept für das Übertragungsnetz, das von den Netzbetreibern konsequent in der Planung der Netze und des Betriebs angewendet wird. Stromausfälle sind deshalb in den höheren Spannungsebenen sehr selten.

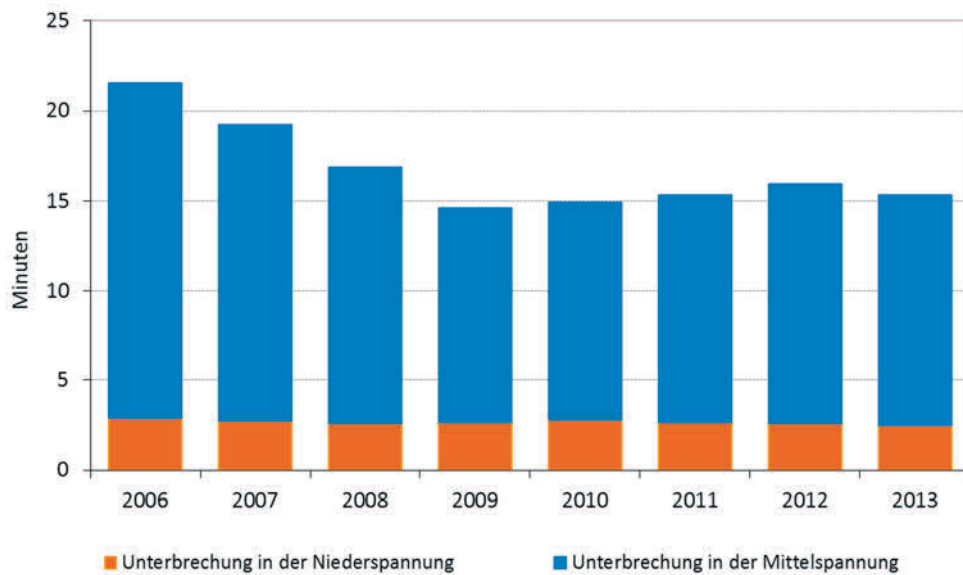
Qualität der Stromverteilernetze

Für Verteilernetze ist die (n-1)-Sicherheit nicht auf allen Spannungsebenen vorgeschrieben. Auf der Hochspannungsebene mit Übertragungsfunktion wird diese Sicherheit gewährleistet. Der hohe Vermaschungsgrad der Netze untereinander und zu den nachgelagerten Netzen erzeugt zudem eine vergleichbar hohe Sicherheit.

Der SAIDI ist ein Maß für die Netzqualität. Zur Messung der Netzqualität, insbesondere der Zuverlässigkeit des Netzes, gibt es verschiedene Kennzahlen. Von der Bundesnetzagentur wird jedes Jahr der „System Average Interruption Duration Index“ (SAIDI) veröffentlicht. Dabei wird – vereinfacht dargestellt – die Zahl der Unterbrechungsminuten mit der Zahl der betroffenen Letztverbraucher multipliziert und dann durch die Zahl aller im Netz angeschlossenen Letztverbraucher dividiert. Der SAIDI ist damit ein Maß für die durchschnittliche Unterbrechungsdauer der Stromversorgung. Fällt beispielsweise der Strom für 1.000 Haushalte für 24 Stunden aus, trägt dies auf 40 Millionen Haushalte umgerechnet rund 2 Sekunden zum SAIDI-Wert bei. Da der SAIDI-Wert die Qualität des Nieder- und Mittelspannungsnetzes widerspiegeln soll, bleiben alle Ereignisse unberücksichtigt, die keine Aussage über die Qualität des Netzes erlauben. Darum werden bei der Berechnung weder geplante Unterbrechungen noch solche aufgrund höherer Gewalt, wie etwa Naturkatastrophen, berücksichtigt. In die Berechnung fließen nur ungeplante Unterbrechungen ein, die auf atmosphärische Einwirkungen (zum Beispiel Gewitter), auf Einwirkungen Dritter (zum Beispiel versehentliche Beschädigungen von Stromleitungen), auf Rückwirkungen aus anderen Netzen oder auf andere Störungen im Verantwortungsbereich der Netzbetreiber zurückzuführen sind. Zudem werden nur Unterbrechungen berücksichtigt, die länger als drei Minuten dauern. Die Unterbrechungen werden erfasst und bewertet, um ggf. Abhilfe zu schaffen und sie weiter zu minimieren.

Der SAIDI-Wert hat konstant niedrige Werte. Die gemittelte Unterbrechungsdauer ist seit 2006 deutlich zurückgegangen und von 2009 bis 2012 nur geringfügig angestiegen (siehe Abbildung I.7.8). In der Mittelspannung (meist 10 kV bis 30 kV), in der viele Gewerbebetriebe angeschlossen sind, sanken die durchschnittlichen Unterbrechungsdauern seit Jahren deutlich und steigen seit 2009 moderat an. Im Niederspannungsnetz (400 V beziehungsweise 230 V), an das die Haushalte und andere Kleinverbraucher angeschlossen sind, gibt es seit der ersten Erhebung des SAIDI-Wertes konstant sehr niedrige Werte. Der SAIDI-Wert für das Jahr 2013 ist gegenüber dem Vorjahr 2012 gesunken und liegt mit 15,32 Minuten weiterhin deutlich unter dem Mittelwert der Jahre 2006 bis 2012 (16,92 Minuten). Ein maßgeblicher Einfluss der Energiewende und der damit einhergehenden steigenden dezentralen Erzeugungslleistung auf die Versorgungsqualität ist nicht erkennbar.

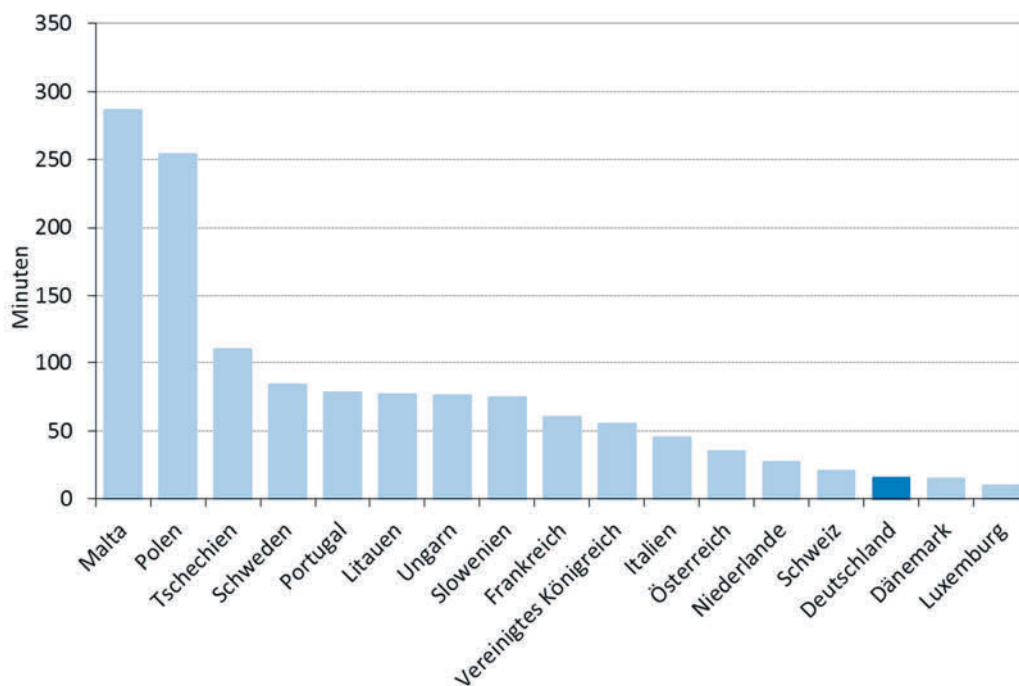
Abbildung I.7.8: Entwicklung des SAIDI-Strom



Quelle: Bundesnetzagentur

Im Vergleich mit anderen Staaten ist die Netzqualität in Deutschland sehr hoch. Der SAIDI Strom ist in Abbildung I.7.9 für verschiedene Länder angegeben. Im europäischen und weltweiten Vergleich steht Deutschland mit einer sehr hohen Netzqualität nach wie vor mit an vorderster Stelle.

Abbildung I.7.9: Internationaler Vergleich des SAIDI-Strom



Quelle: CEER 2014

I.7.5 Erdgas

Erdgas spielt bei der Umsetzung der Energiewende eine wichtige Rolle. Erdgas spielt im Zusammenspiel von fossilen und erneuerbaren Energien für die Verwirklichung der Ziele der Energiewende eine wichtige Rolle. Es wird in den Pipelines der Fernleitungsnetzbetreiber über alle innereuropäischen Grenzen transportiert. Die Versorgung der industriellen und privaten Letztverbraucher übernehmen in den meisten Fällen Verteilernetzbetreiber, bei denen sich die Gasnetze immer weiter verzweigen.

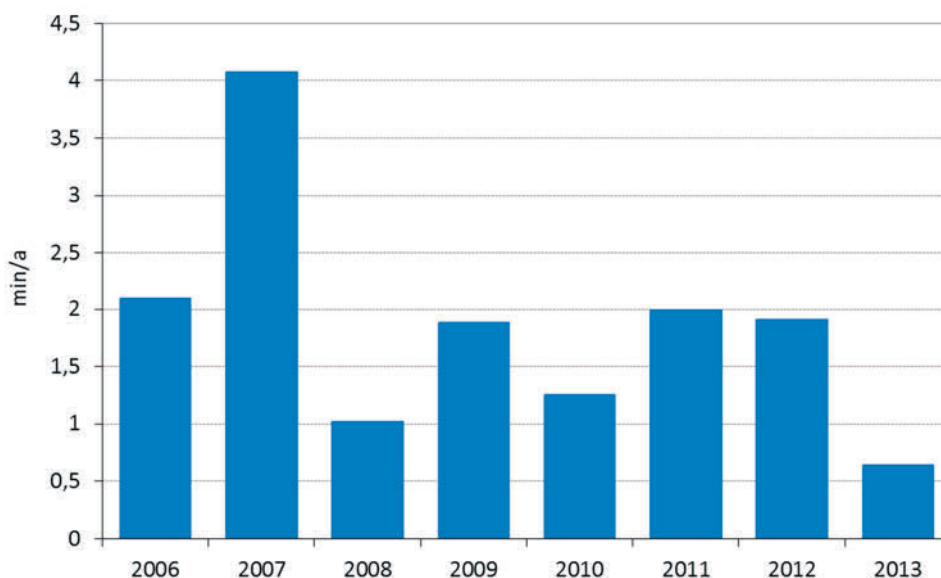
I.7.5.1 Gasnetzausbau

Die Erdgas-Fernleitungsnetze sollen um ein Prozent ausgebaut werden. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben in den Jahren 2012 und 2013 Netzentwicklungspläne vorgelegt, in denen der Bau von rund 441 km neuer Gaspipelines vorgesehen ist. Das entspricht einem Ausbau der Fernleitungsnetze um ein Prozent. Ein wichtiger Impuls für den Netzausbau ist die Verbesserung der Gasversorgungssicherheit für den süddeutschen Raum. Dies betrifft auch die Gaskraftwerke, die wegen des Ausstiegs aus der Kernenergie für die Netzstabilität der Stromversorgung in Süddeutschland benötigt werden.

I.7.5.2 Stabilität des Gasnetzes

Die Versorgungssicherheit mit Erdgas ist in Deutschland sehr hoch. Lokale Versorgungsunterbrechungen mit Erdgas können z. B. bei Beschädigungen einer Gasleitung in Folge von Bauarbeiten auftreten. Die durchschnittliche Dauer innerhalb eines Jahres, in der ein Kunde von einer Versorgungsunterbrechung betroffen ist, wird mit der Kennziffer SAIDI-Erdgas erfasst. Dabei werden weder geplante Unterbrechungen noch Unterbrechungen aufgrund höherer Gewalt berücksichtigt. Die Werte bewegen sich in Deutschland traditionell auf niedrigem Niveau. Abbildung I.7.10 zeigt, dass im Jahr 2013 ein Kunde durchschnittlich 0,64 Minuten von der Gasversorgung abgeschnitten war.

Abbildung I.7.10: Entwicklung des SAIDI-Erdgas

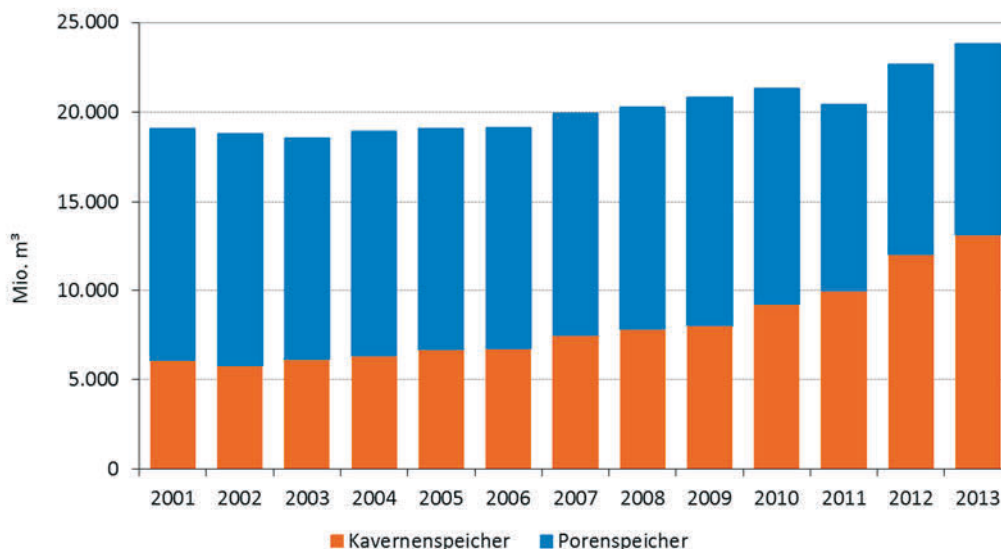


Quelle: Bundesnetzagentur

I.7.5.3 Gasspeicherung

Im Vergleich zu Strom ist Erdgas in großen Mengen speicherbar. Die Speicherbarkeit des Erdgases ist auch für den Wettbewerb auf den Gasmärkten von großer Bedeutung. Deutschland belegt bezogen auf das Erdgasspeichervolumen mit einem Arbeitsgasvolumen von derzeit 23,8 Milliarden Kubikmeter weltweit den vierten Platz (siehe Abbildung I.7.11). In den letzten Jahren ist das Arbeitsgasvolumen um rund 10 Prozent angestiegen.

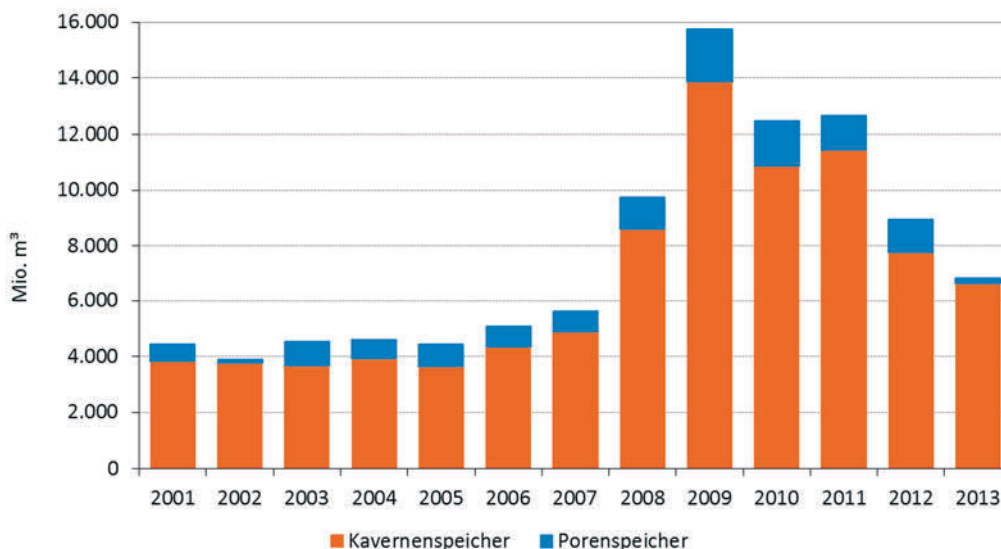
Abbildung I.7.11: Entwicklung des Arbeitsgasvolumens von Erdgasspeichern in Deutschland



Quelle: Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie

Weitere Erdgasspeicher sind geplant und werden gebaut. Derzeit geplant und zum Teil im Bau befindlich sind weitere rund 6 Milliarden Kubikmeter an zusätzlichem Arbeitsgasvolumen in neuen Erdgasspeichern. Im Jahr 2009 erreichte der Bau und die Planung von Erdgasspeichern ein Maximum und ist seitdem rückläufig (siehe Abbildung I.7.12). Aus geologischen Gründen liegt der Großteil der Gasspeicher-Kapazität in der nördlichen Hälfte Deutschlands. Dies macht u. a. den Ausbau des Fernleitungsnetzes in Richtung Süden erforderlich.

Abbildung I.7.12: Bau und Planung von Erdgasspeichern



Quelle: Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie

I.7.5.4 Biomethan

Biomethan kann in das Erdgasnetz eingespeist werden. Als Biomethan wird Biogas verstanden, das aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist wird. Biomethan kann in Biogasanlagen durch anaerobe Vergärung beispielsweise aus nachwachsenden Rohstoffen oder Rest- und Abfallstoffen hergestellt werden. Meist wird das so erzeugte Biogas allerdings direkt in einem Blockheizkraftwerk vor Ort bei der Biogasanlage zur Strom- und Wärmeerzeugung genutzt. Gereinigtes und aufbereitetes Biogas kann aber auch ins Erdgasnetz eingespeist werden. Ende des Jahres 2013 waren 144 Biomethaneinspeiseanlagen in Betrieb. Eine Nutzung des Biomethans ist zur Stromerzeugung in Blockheizkraftwerken, zur Wärmeerzeugung in Gasheizungen und als Kraftstoff in Erdgasfahrzeugen möglich. Für die in die Gasnetze eingespeisten Biomethan-Mengen bestehen im Vergleich zu fossilem Erdgas Vereinfachungen und Vorteile.

Mit dem EEG wird Biomethan zusätzlich gefördert. Die Stromerzeugung aus Biomethan wird durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz zusätzlich zur Förderung als Strom aus Biomasse mit einem „Gasaufbereitungsbonus“ gefördert. Diese Regelungen haben dazu beigetragen, dass die eingespeiste Biogasmenge von 180 Millionen Kubikmeter im Jahr 2010 auf 520 Millionen Kubikmeter im Jahr 2013 angestiegen ist. Mit der EEG-Reform wurde durch die Streichung der einsatzstoffbezogenen Vergütung eine Konzentration der Förderung auf kostengünstige Substrate, insbesondere Abfall- und Reststoffe, gefördert. Dies sorgt für eine Begrenzung der Kosten des weiteren Ausbaus der Biomasse, die insbesondere was Neuanlagen betrifft, eine der teuersten Technologien ist und deren Kostensenkungspotenziale schwierig zu erschließen sind.

I.8 Energiepreise und Energiekosten

Die Energiekosten sind in den letzten Jahren angestiegen. Die steigenden Preise auf den internationalen Energiemärkten waren eine wichtige Ursache hierfür. Sie haben diesen Kostentrend in den letzten Jahren deutlich verstärkt. Im Jahr 2013 hat sich der Trend steigender Rohstoffpreise etwas abgeschwächt. Die Kohlepreise sind seit 2008 tendenziell rückläufig. Der Preis für CO₂-Zertifikate lag weiterhin auf niedrigem Niveau.

Die Politik entscheidet nicht über den Strompreis - es ist aber wichtig, dass staatlich bedingte Preisbestandteile, wie die EEG-Umlage künftig kein Treiber für den Strompreis sind. Im Jahr 2013 sind die durchschnittlichen Strompreise für die privaten Haushalte um 3,6 ct/kWh (knapp 14 Prozent) gestiegen. Die EEG-Umlage wird 2015 erstmals leicht zurückgehen. Damit ist die Kostendynamik der vergangenen Jahre gebrochen. Dies trägt dazu bei, die Strompreise für die Verbraucherinnen und Verbraucher zu stabilisieren.

Die Bundesregierung beobachtet die Entwicklung der Energiepreise und -ausgaben weiterhin sorgfältig. Bei privaten Haushalten lagen die Kosten der Pkw-Nutzung im Durchschnitt weiterhin über den Ausgaben für Strom und Gas (einschließlich Wärmenutzung). Dabei sind die Stromausgaben 2013 gestiegen während die Kosten der Pkw-Nutzung und die Ausgaben für Gas gesunken sind. Nach Berechnungen zu Musterhaushalten betragen die jährlichen Energiegesamtausgaben (Strom, Gas, Superbenzin) eines Vier-Personen-Haushalts 2013 rund 4.070 Euro. Sie erhöhten sich gegenüber dem Vorjahr um rund 86 Euro. Der Anstieg der Gesamtausgaben für Energie ging mit einem Anstieg der durchschnittlichen Nettoeinkommen einher. Der Einkommensanteil von Energieausgaben blieb stabil.

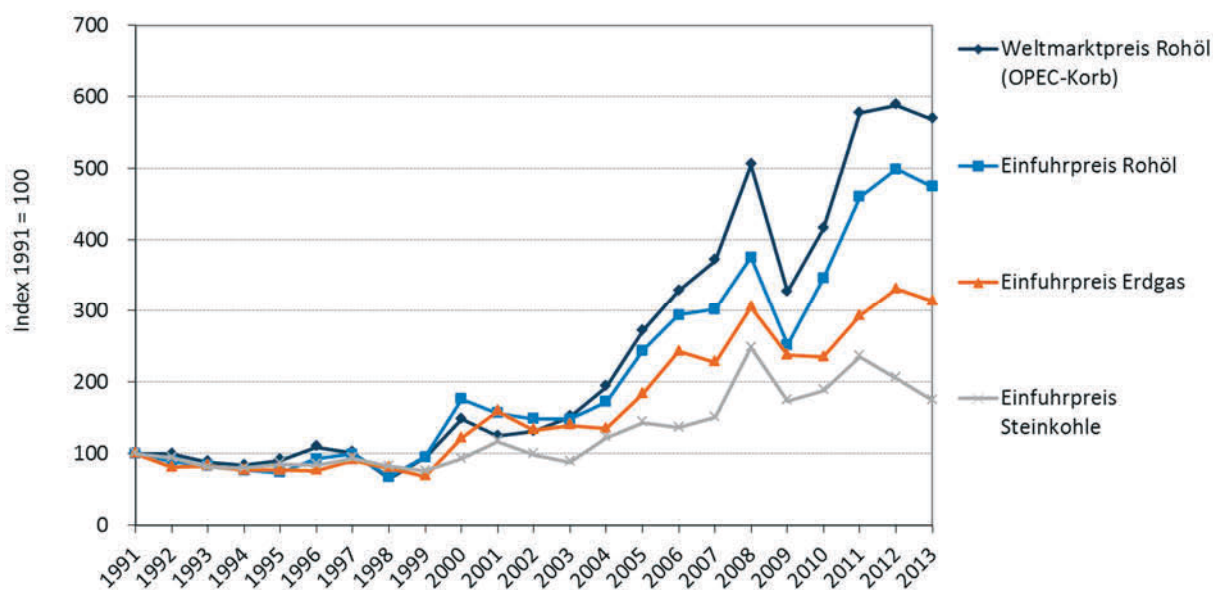
Um eine Abwanderung von Unternehmen ins Ausland zu vermeiden, kommt den staatlich bedingten Bestandteilen der Energiepreise eine besondere Bedeutung zu. So sind stromintensive Unternehmen bei Erfüllung bestimmter Voraussetzungen weitgehend von der EEG-Umlage befreit. Die Besondere Ausgleichregelung wurde 2014 unter Berücksichtigung der novellierten Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien der EU-Kommission grundlegend neu geregelt. Seit 2013 erhalten stromintensive Unternehmen, die im internationalen Wettbewerb stehen, einen Teil ihrer durch den Emissionshandel erhöhten Stromkosten gemäß den Vorgaben der EU-Kommission zurückerstattet.

I.8.1 Energiepreise

I.8.1.1. Internationale Rohstoffpreise

Europäische und internationale Preise für die energetischen Rohstoffe Öl und Gas sind im Jahr 2013 zurückgegangen. Die Kohlepreise sind seit 2008 in der Tendenz gesunken. Abbildung I.8.1 zeichnet die Entwicklung nach.

Abbildung I.8.1: Weltmarkt- und Einfuhrpreise für energetische Rohstoffe



Die Einfuhrpreise für Öl sind im Jahr 2013 gesunken. Der Preis pro Barrel Öl (OPEC Korb) lag mit durchschnittlich 105,94 \$/bbl um 3,3 Prozent unter dem Niveau des Jahres 2012 (109,50 \$/bbl). Der Einfuhrpreis sank auf 611,52 €/t. Das sind 4,9 Prozent weniger als im Vorjahr 2012 (643,24 €/t).

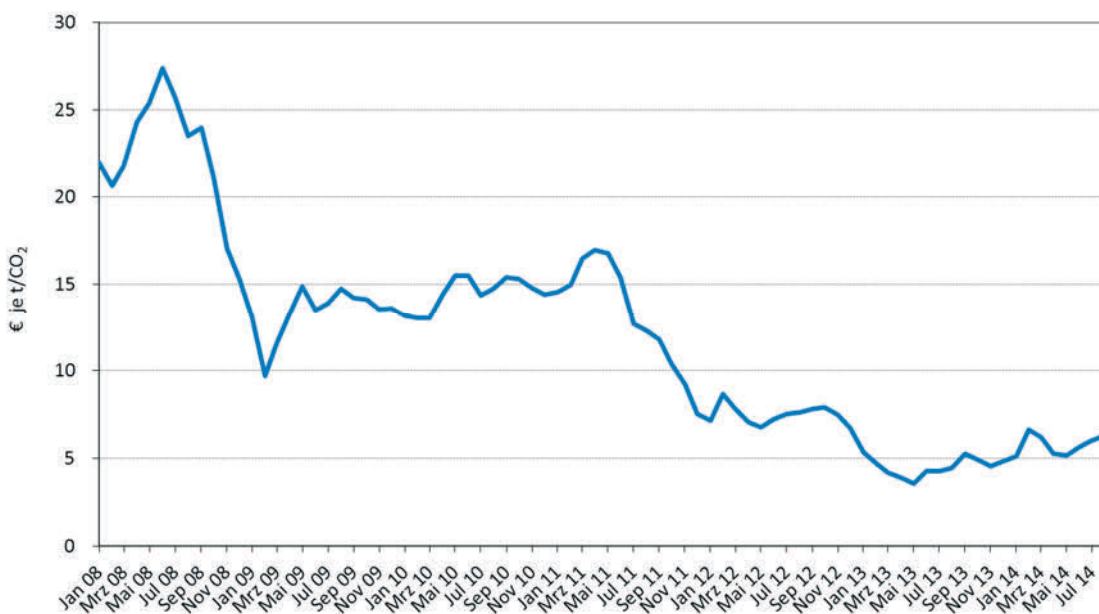
Auch beim Erdgas kam es zu Preissenkungen. Der deutsche Grenzübergangspreis für Gas lag im Jahr 2013 im Durchschnitt bei 7.656 €/TJ. Dies stellt einen Rückgang um 5,1 Prozent gegenüber dem Vorjahr 2012 (8.067 €/TJ) dar.

Bei der Steinkohle setzte sich der seit 2008 anhaltende Trend sinkender Einfuhrpreise nach Deutschland fort. Der Einfuhrpreis lag im Jahr 2013 bei durchschnittlich 79,12 €/t SKE. Das sind rund 15 Prozent weniger als im Jahr 2012 (93,02 €/t SKE). In der ersten Jahreshälfte 2014 sank der Einfuhrpreis weiter auf durchschnittlich 73,17 €/t SKE.

I.8.1.2. Zertifikatspreise im EU-Emissionshandelssystem

Der Trend sinkender Zertifikatspreis ist in der ersten Jahreshälfte 2014 unterbrochen. Diese Entwicklung unterscheidet sich damit von der im Jahr 2013 (siehe Abbildung I.8.2). Im Jahresdurchschnitt 2013 lag der Zertifikatspreis bei rund 4,52 €/t CO₂ (siehe Abbildung I.8.2). Das sind rund 40 Prozent weniger als im Jahresdurchschnitt 2012 (7,48 €/t CO₂) (siehe Kapitel III.3). In der ersten Hälfte 2014 stieg der Zertifikatspreis auf rund 6 €/t CO₂. Die Preise für EU-Emissionszertifikate (Spotmarkt EEX) sind mitentscheidend für die Auswahl der Energieträger in der Energieerzeugung.

Abbildung I.8.2: Entwicklung der CO₂-Preise



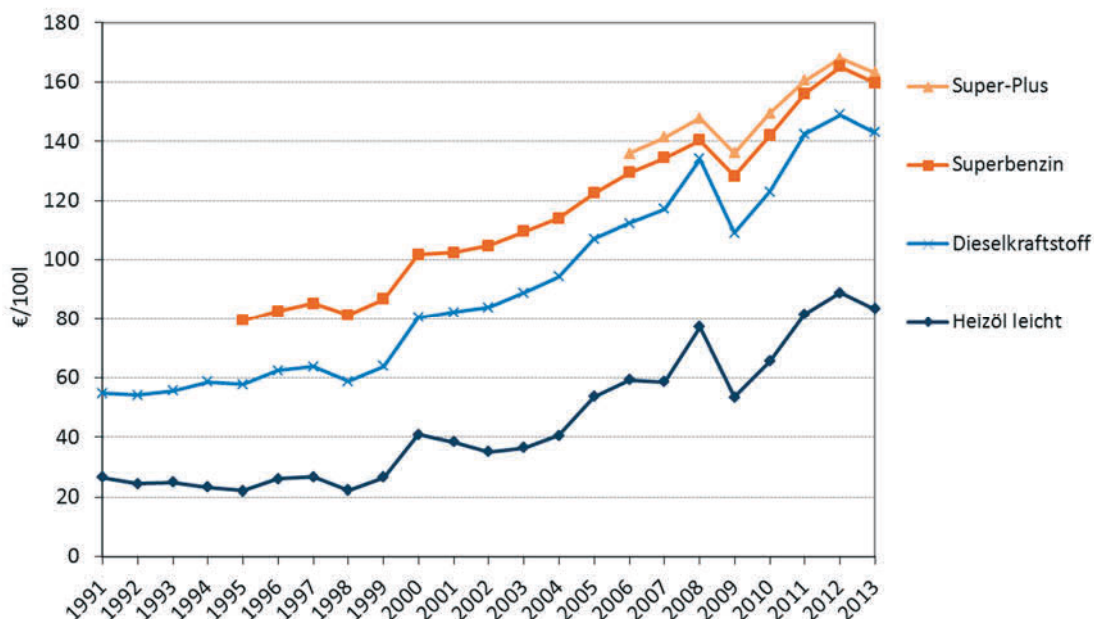
Quelle: European Energy Exchange

Darstellt ist der Jahresfuture ICE im Monatsmittel

I.8.1.3 Verbraucherpreise für Mineralölprodukte

Die Preise für Heizöl und Kraftstoffen sind im Jahr 2013 gesunken (siehe Abbildung I.8.3). Die Preisrückgänge an den Rohölmärkten im Jahr 2013 haben hierzu beigetragen. Die Haushaltspreise für leichtes Heizöl lagen im Jahresdurchschnitt 2013 bei 83,5 €/100 l. Das sind rund 6 Prozent weniger als im Jahr 2012. Die Preise für Ottokraftstoffe betragen im Jahresdurchschnitt 2013 rund 1,6 €/l. Sie lagen damit rund 3 Prozent niedriger als im Jahr 2012. Die Preise für Diesel-Kraftstoffe lagen bei rund 1,43 €/l. Sie fielen damit um rund 4 Prozent.

Abbildung I.8.3: Verbraucherpreise für Mineralölprodukte



Quellen: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Statistisches Bundesamt, Eurostat, Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle

Preise von Mineralölprodukten im europäischen Vergleich

Die Kraftstoffpreise lagen in Deutschland 2013 nahe oder über dem EU-Durchschnittswert. Nach Angaben der Europäischen Kommission lagen die deutschen Preise inklusive Steuern für Superbenzin-Kraftstoffe auch 2013 über dem Durchschnittswert für EU-Mitgliedstaaten, die Preise für Diesel-Kraftstoffe lagen nahe dem Durchschnittswert. Bei leichtem Heizöl weist Deutschland weiterhin ein im EU-Vergleich günstiges Preisniveau auf.

I.8.1.4 Verbraucherpreise für Erdgas

Die Gaspreise sind 2013 angestiegen. Der durchschnittliche Gaspreis für Haushaltskunden (Jahresverbrauch von 20 bis 200 GJ) in Deutschland belief sich im Jahr 2013 auf 7,13 ct/kWh (siehe Tabelle I.8.1). Damit lag er im Jahresdurchschnitt um 0,1 ct/kWh (1,4 Prozent) höher als im Vorjahr 2012. Der durchschnittliche Gaspreis für Gewerbe- und Industriekunden (Jahresverbrauch von 100.000 bis 1 Million GJ) betrug 3,8 ct/kWh. Er ist damit gegenüber dem Vorjahr um 0,31 ct/kWh (8,9 Prozent) gestiegen.

Tabelle I.8.1: Erdgaspreise

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Haushaltskunden	6,51	7,10	6,98	6,36	6,66	7,03	7,13
Gewerbe- und Industriekunden	3,12	4,09	3,29	3,48	3,62	3,49	3,80

Quellen: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie nach Angaben von Eurostat

Preise für Gewerbe- und Industriekunden ohne Mehrwertsteuer

Gaspreise im europäischen Vergleich

Haushalte in Deutschland zahlten 2013 niedrigere Gaspreise als der EU-Durchschnitt. Nach Eurostat-Zahlen lagen die Gaspreise in Deutschland mit 6,89 ct/kWh im europäischen Vergleich unter dem EU-Durchschnitt von 7,07 ct/kWh. Hohe Preise mit 12,24 ct/kWh wurden u. a. in Schweden gezahlt. Haushalte im Vereinigten

Königreich zahlten dagegen mit 5,88 ct/kWh deutlich weniger. Im ersten Halbjahr 2014 sanken die Haushaltsgaspreise in Deutschland (6,78 ct/kWh), ebenso wie u. a. in Schweden, während sie im Vereinigten Königreich anstiegen (Eurostat 2014, Verbrauch von 20 bis 200 GJ, siehe Tabelle I.8.2).

Gewerbe und Industrie in Deutschland zahlten 2013 mehr als im EU-Durchschnitt. Die Erdgaspreise in Deutschland für die Verbrauchsgruppe mit einem Jahresverbrauch von 1 bis 4 Millionen GJ lag mit 3,27 ct/kWh (ohne Mehrwertsteuer) über dem europäischen Mittel von 3,07 ct/kWh. Die Preise für gewerbliche Abnehmer in der EU sind nach einem Aufwärtstrend der letzten Jahre in 2013 im Durchschnitt gesunken. Die Gewerbegaspreise in den skandinavischen Ländern wie Schweden fielen mit 4,63 ct/kWh höher aus. Dagegen zahlten die gewerblichen Abnehmer in Frankreich (2,97 ct/kWh) und dem Vereinigten Königreich (2,72 ct/kWh) niedrigere Preise als in Deutschland. Im ersten Halbjahr 2014 sanken die Gewerbegaspreise in Deutschland auf 3,11 ct/kWh (Eurostat 2013, siehe Tabelle I.8.2). Im außereuropäischen Vergleich beträgt der Gaspreis für Unternehmen in Europa bis zum Dreifachen des Gaspreises, den Unternehmen in den USA zahlen (EU Kommission 2014a).

Tabelle I.8.2: Erdgaspreise in EU-Mitgliedstaaten

Haushaltskunden (in ct/kWh)								
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	1. HJ 2014
Deutschland	6,13	7,62	5,89	5,71	6,40	6,48	6,89	6,78
EU (28 Länder)	5,13	6,18	5,26	5,66	6,47	7,00	7,07	
Frankreich	5,15	5,78	5,83	5,75	6,46	6,82	7,29	7,01
Italien	6,17	7,20	5,34	7,87	8,75	9,68	9,46	7,97
Schweden	8,93	10,16	9,40	10,61	11,65	12,68	12,24	11,84
Vereinigtes Königreich	3,57	4,78	4,26	4,22	5,23	5,78	5,88	6,00

Industriekunden (in ct/kWh)								
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	1.HJ 2014
Deutschland	2,59	3,64	2,74	3,25	3,35	3,33	3,27	3,11
EU (28 Länder)	2,37	3,23	2,33	2,65	2,94	3,16	3,07	
Frankreich	2,57	3,38	2,49	2,51	3,02	2,98	2,97	2,91
Italien	2,52	3,64	2,39	2,58	3,02	3,50	3,20	3,01
Schweden			3,71	4,09	4,69	4,95	4,63	4,09
Vereinigtes Königreich	1,91	2,68	1,30	2,09	2,36	2,77	2,72	2,63

Quelle: Eurostat

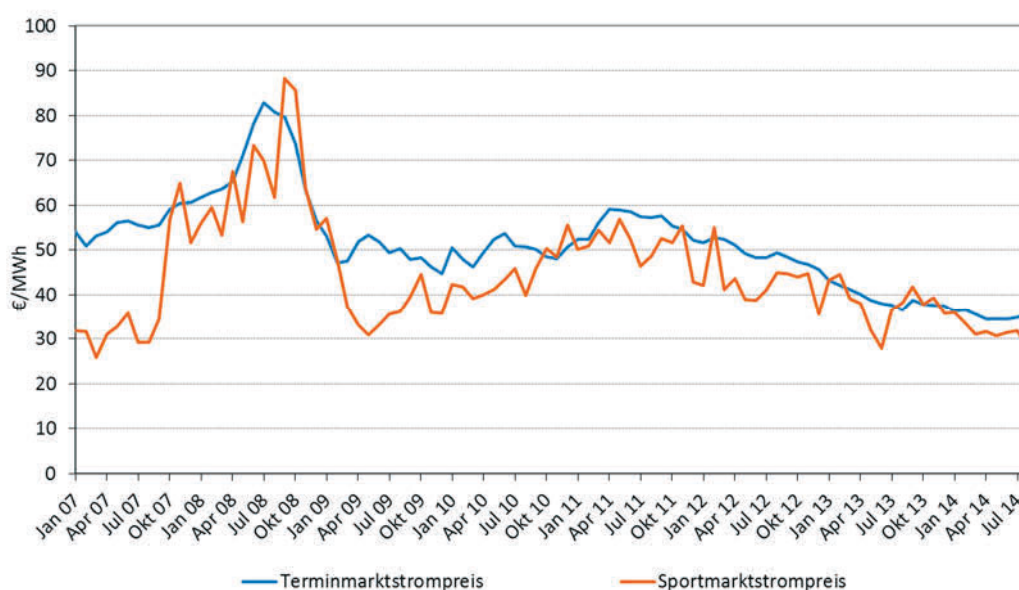
Angaben für das jeweilige zweite Halbjahr (Haushaltskundenpreise inklusive Steuern, Industriekundenpreise ohne Mehrwertsteuer).

I.8.1.5 Verbraucherpreise für Strom

Großhandelsstrompreise

Die Börsenstrompreise sind 2013 weiter deutlich zurückgegangen. Im Großhandel wird Strom über außerbörsliche bilaterale Verträge sowie über die Börse gehandelt. Im Börsen-Terminhandel (European Energy Exchange) werden Strommengen mit verschiedenen standardisierten Lieferzeiträumen gehandelt. Der Handel konzentriert sich vorrangig auf Kontrakte für das Folgejahr. Im Jahresdurchschnitt 2013 lag der Börsenpreis (baseload year future) bei 39,06 €/MWh (siehe Abbildung I.8.4). Gegenüber dem Vorjahr 2012 (49,23 €/MWh) stellt dies einen Preisrückgang von rund 20,6 Prozent dar. Einen vergleichbaren Verlauf wies auch der Spotmarkt-Preis auf. Im Jahresdurchschnitt 2013 ist er auf 37,82 €/MWh gesunken. Im Vergleich zum Jahr 2012 stellt dies einen Preisrückgang um 11,7 Prozent dar.

Abbildung I.8.4: Börsenstrompreise im Spotmarkt und Terminhandel



Quelle: European Energy Exchange

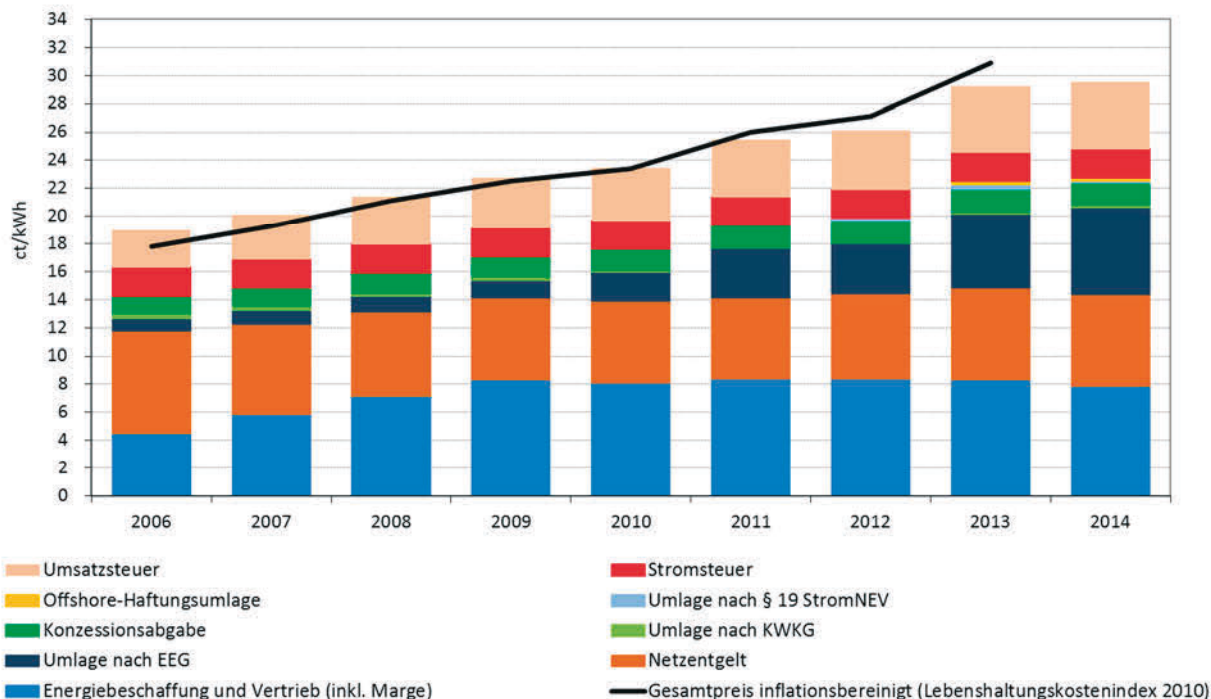
Darstellt sind Monatsmittelwerte für Produkte Spotmarkt Day Base (Stundenkontrakte) und Phelix-Futures (Baseload, Year Future).

Strompreise für Haushaltskunden

Die durchschnittlichen Strompreise für Haushaltskunden sind angestiegen. Im Jahresdurchschnitt 2013 betragen sie 29,23 ct/kWh. Das sind 3,17 ct/kWh bzw. 12,2 Prozent mehr als im Vorjahr 2012 (mit 26,06 ct/kWh). In den Daten wird jeweils der Stichtag 1. April des Jahres zugrunde gelegt. Inflationbereinigt fiel der Preisanstieg geringer aus (siehe Abbildung I.8.5). Für das Jahr 2014 liegt der durchschnittliche Strompreis nach Schätzungen bei 29,52 ct/kWh. Das ist ein Anstieg um 0,29 ct/kWh (1,0 Prozent) gegenüber dem Jahr 2013.

Die steigende EEG-Umlage war wesentlich für den Strompreisanstieg 2013. Der Strompreisanstieg ist anteilig zu rund der Hälfte auf den Anstieg der Umlagen zurückzuführen. Die Umlage erhöhte sich auf 5,28 ct/kWh (siehe Kapitel I.1). Im geringeren Umfang erhöhten sich weitere staatlich bedingte Preisbestandteile, wie Netzgelte, die KWK-Umlage und die Umlage nach § 19 Stromnetzentgeltverordnung. Die zunehmenden Investitionen in die Stromnetze führen auch zu einer regional unterschiedlichen Entwicklung der Netzentgelte. Dabei treten unterschiedliche Mehrbelastungen der Haushalte hinsichtlich der Stromnetzentgelte auf. Die Offshore-Haftungsumlage kam als eine neue Preiskomponente hinzu. Die Konzessionsabgaben und die marktbedingten Kosten der Energiebeschaffung gingen leicht zurück. Die Mehrwertsteuer erhöhte sich proportional, die Stromsteuer blieb konstant.

Abbildung I.8.5: Strompreise für Haushaltskunden



Quelle: Bundesnetzagentur

Angenommen wird ein Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh.

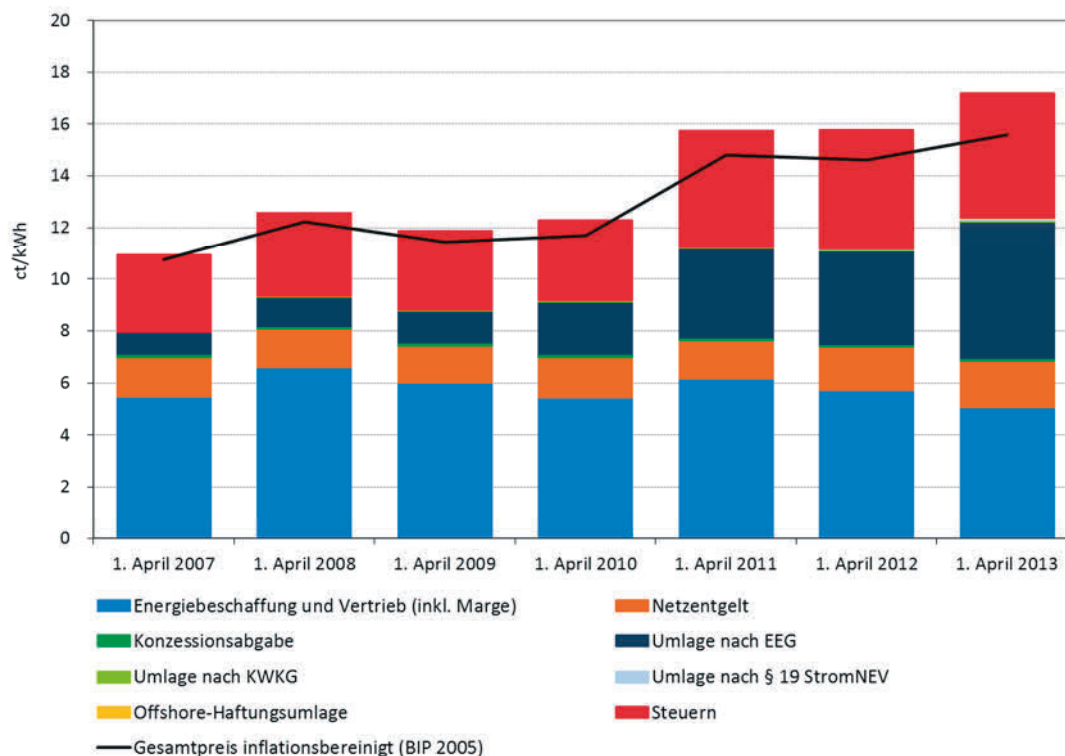
Heizstrompreise für Haushaltskunden

Die Heizstrompreise sind 2013 leicht angestiegen. Sie blieben trotz eines Anstiegs auf einem geringeren Niveau als die übrigen Haushaltsstrompreise. Rund zehn Prozent des Haushaltsstromverbrauchs entfallen auf Strom zum Betrieb unterbrechbarer Verbrauchseinrichtungen für Heizzwecke, wie elektrische Nachtspeicherheizungen und elektrisch betriebene Wärmepumpen. Derzeit gibt es rund 2 Millionen Heizstromkunden, davon etwa 1,5 Millionen mit Nachtspeicherheizungen. Die Heizstrompreise lagen bei einem unterstellten Jahresverbrauch von 7500 kWh im Mittel bei 20,3 ct/kWh. Gegenüber dem Vorjahr 2012 ergab sich ein Preisanstieg um 2,7 ct/kWh (rund 15 Prozent) (BNetzA, BKartA 2013). Heizstrom wird aufgrund der Unterbrechbarkeit gegenüber Haushaltsstrom bei einigen Bestandteilen des Strompreises privilegiert: So erhalten Heizstrombezieher erhebliche Vergünstigungen bei den Netznutzungsentgelten und zahlen reduzierte Konzessionsabgaben. Auf Energiebeschaffung und Vertrieb entfielen bei Heizstrom 2013 im Mittel bundesweit nur 5,8 ct/kWh (BNetzA, BKartA 2013).

Strompreise für Industriekunden

Die Strompreise für nicht-begünstigte Industrieunternehmen sind angestiegen. Gewerbe- und Industriekunden, die nicht unter die gesetzlichen Ausnahmeregelungen fallen (siehe Kapitel I.8.1.6) zahlen zwar im Vergleich zu Haushaltskunden teils niedrigere Konzessionsabgaben, teils individuelle Netzentgelte, die ihren atypischen, netzdienlichen Verbrauch abbilden, sowie teilweise niedrigere Stromsteuern. Sie zahlen aber beispielsweise die EEG-Umlage in voller Höhe. Abbildung I.8.6 zeichnet die Strompreisentwicklung für diese Verbrauchsgruppe anhand der einzelnen Preisbestandteile zum jeweiligen Stichtag 1. April nach. Diese Strompreise sind im Jahresdurchschnitt 2013 gegenüber 2012 um 1,39 ct/kWh auf 17,17 ct/kWh (8,8 Prozent) angestiegen. Inflationsbereinigt fiel dieser Preisanstieg geringer aus. Bei einem Anstieg der EEG-Umlage um 1,69 ct/kWh ergab sich ein geringerer Nettopreisanstieg aufgrund der marktbedingten Kosten der Energiebeschaffung, die für diese Verbrauchsgruppe gegenüber dem Vorjahr zurückgegangen sind.

Abbildung I.8.6: Strompreise für nicht-begünstigte Industriekunden



Quelle: Bundesnetzagentur

Angenommen wird ein Industrieunternehmen mit einem Jahresverbrauch von 24 GWh (Jahreshöchstlast 4.000 kW und Jahresnutzungsdauer von 6.000 Stunden).

Strompreise für stromintensive Unternehmen

Stromintensive Industriekunden zahlen sehr unterschiedliche Strompreise. Diese Strompreise werden je nach Abnahmemenge und Kontinuität der Abnahme zwischen Stromversorger und Stromverbraucher individuell ausgehandelt. Abnahmemenge und Kontinuität der Abnahme beeinflussen auch die Entlastung von verschiedenen Abgaben und Umlagen (beispielsweise EEG-Umlage oder Netzentgelte, siehe Kapitel I.8.1.6).

Bei mittleren Jahresverbrauchsmengen liegen die Strompreise in einer beträchtlichen Bandbreite. Nach den statistischen Erhebungen für das Verbrauchssegment von 70 bis 150 GWh sind die durchschnittlichen Strompreise 2013 auf 10,18 ct/kWh angestiegen. Das ist ein Anstieg von 0,92 ct/kWh oder 10 Prozent gegenüber dem Vorjahr 2012 (mit 9,26 ct/kWh) (BDEW 2014b).

Bei hohen Jahresverbrauchsmengen können die Strompreise nur geschätzt werden. Es wurden verschiedene Schätzungen vorgenommen (siehe Tabelle I.8.3). In diesen Schätzungen wird der Strompreis eines Beispielunternehmens der stromintensiven Industrie anhand angrenzender statistischer Daten sowie Annahmen über die Verbrauchsmengen und Beschaffungsstrategien nachgebildet. Die unterschiedlichen Schätzwerte ergeben sich aus den Unterschieden in den getroffenen Annahmen. Dies sind insbesondere unterschiedliche Annahmen zur Entwicklung der Strombörsenpreise und den unterstellten Verbrauchsmengen. Soweit die Unternehmen von Abgaben und Umlagen befreit sind, ist der Stromgroßhandelspreis ein entscheidender Einflussfaktor. Die Preisrends der letzten Jahre spiegeln insofern teilweise die Entwicklung der Börsenstrompreise (siehe Abbildung I.8.4) wider.

Tabelle I.8.3: Strompreise für stromintensive Unternehmen

Quellen	Jahresverbrauch in GWh	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
GWS,Prognos,EWI (2014)	k.A.											4,6	5,2	4,4	3,8
Ecofys , ISI (2013)	150 und mehr							4,5	4,6	6,0	5,6	5,3	5,2	5,1	4,7
Frontier,EWI (2010), EWI (2012)	330 und mehr	1,97	2,08	2,38	2,47	2,87	3,42	4,19	5,58	5,66	7,11	5,00	5,07	5,68	

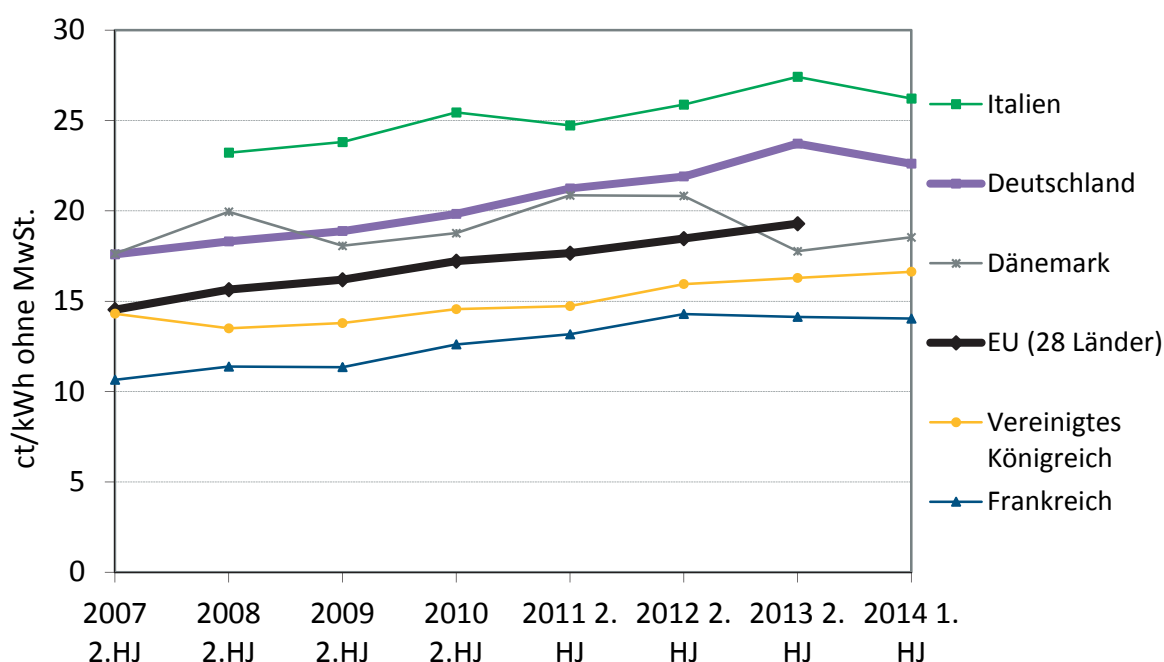
Angaben in ct/kWh

Strompreise in Deutschland und EU-Mitgliedstaaten

Die Haushaltsstrompreise in Deutschland liegen über dem EU-Durchschnitt. Alle staatlich veranlassten Preisbestandteile sind dabei mitberücksichtigt. Diese Entwicklung besteht seit einigen Jahren. Sie hat sich auch im Jahr 2013 fortgesetzt (Eurostat 2013).

Die Strompreise für kleine Gewerbe- Industriekunden in Deutschland liegen über dem EU-Durchschnitt. Zugleich steigen die Strompreise für diese Verbrauchergruppe EU-weit. Die mittelständische Wirtschaft ist teilweise von steigenden Preisen betroffen, da insbesondere bei kleinen und mittleren Unternehmen bestimmte Ausgleichs- oder Erstattungsregelungen, beispielsweise bei der EEG-Umlage und den Netzentgelten, in der Regel nicht oder nur teilweise zur Anwendung kommen. Im europäischen Vergleich bei Jahresverbrauchsmengen bis 20 MWh zeigt sich generell eine Entwicklung steigender Strompreise für kleine Gewerbe- und Industriekunden (siehe Abbildung I.8.7). In Deutschland lagen die Strompreise für diese Endverbrauchergruppe im 2. Halbjahr 2013 um rund 23 Prozent über dem EU-Durchschnitt.

Abbildung I.8.7: Strompreise für kleine Gewerbe- und Industriekunden in EU-Mitgliedstaaten

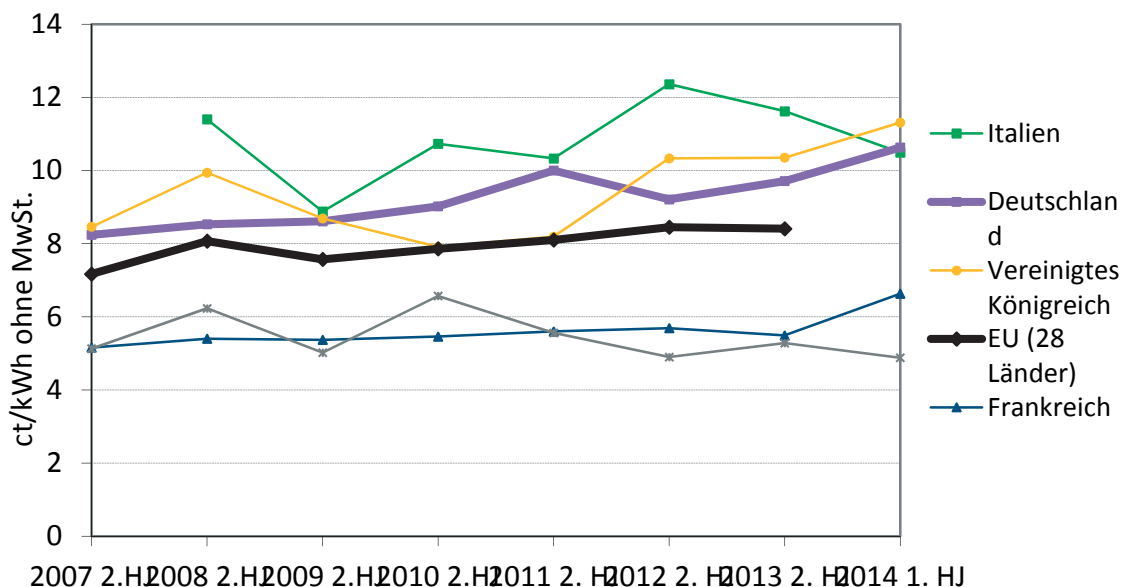


Quelle: Eurostat

Angaben für jeweils das jeweilige 2. Halbjahr. Für 2014 für das 1. Halbjahr.

Die durchschnittlichen Strompreise für nicht-stromintensive Industrien liegen in Deutschland über dem EU-Durchschnitt. Abbildung I.8.8 zeigt die Entwicklung für das Segment mit Jahresverbrauchsmengen von 70 bis 150 GWh.

Abbildung I.8.8: Strompreise für mittelgroße Industriekunden in EU- Mitgliedstaaten



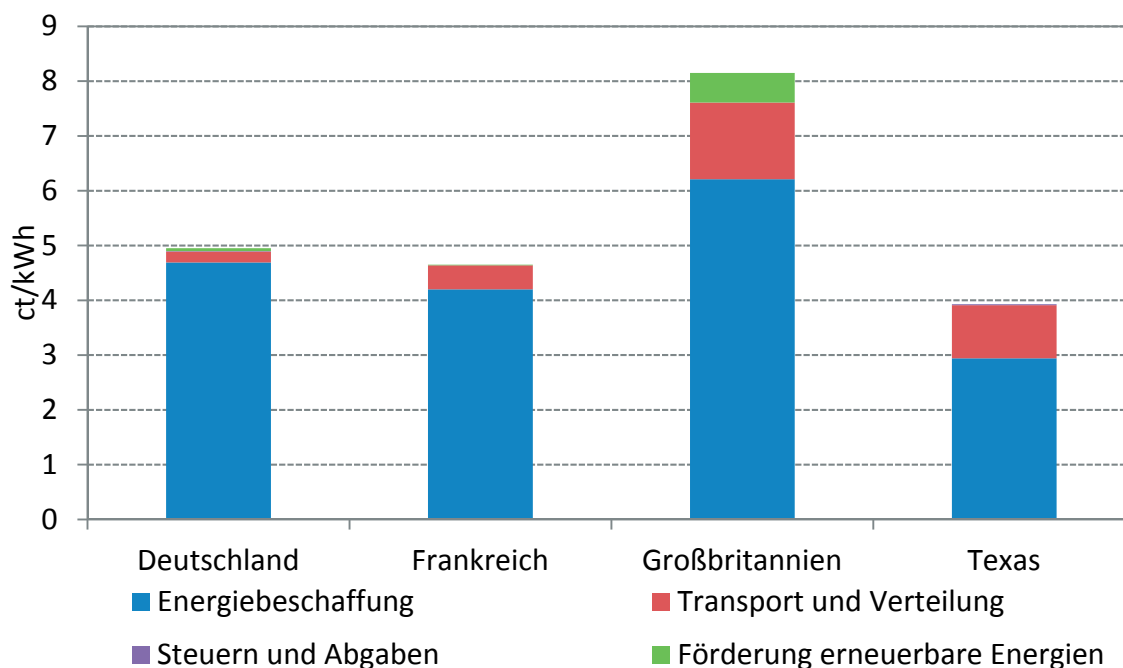
Quelle: Eurostat

Angaben für jeweils das jeweilige 2. Halbjahr. Für 2014 für das 1. Halbjahr.

Nationale Rahmenbedingungen beeinflussen die Strompreise für die stromintensiven Industrien in Europa. So fallen die Unternehmen unter national unterschiedlich ausgestaltete Regelungen zu Steuern, Abgaben und Umlagen sowie Netzkosten. Zusammen mit den Energiebezugskosten, die je nach nationalen Marktumfeld und unternehmensspezifischen Beschaffungsstrategien unterschiedlich ausfallen, resultieren daraus die Strompreisunterschiede.

Strompreise für stromintensive Industrien lassen sich durch Schätzungen abbilden. Für Unternehmen mit einem Jahresstromverbrauch über 150 GWh liegen keine amtlichen Statistiken vor. Demnach können nur Schätzungen Hinweise geben. So untersucht beispielsweise Ecofys, ISI 2014 Strompreise im Jahr 2013 für stromintensive Unternehmen in ausgewählten EU-Mitgliedsstaaten. Abbildung I.8.9 zeigt die ermittelten Strompreise für ein stromintensives Beispielunternehmen in der Metallverarbeitung mit einem Jahresverbrauch von mehr als 1.000 GWh und einem Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung von mindestens 20 Prozent. Für Deutschland und die Vergleichsländer wird für die dort ansässigen stromintensiven Unternehmen unterstellt, dass umfassende Sonderregeln bei Steuern, Abgaben und Umlagen zur Anwendung kommen. Wesentlicher Preisbestandteil für diese Verbrauchsgruppe sind in allen Ländern die direkten Beschaffungskosten (Stromgroßhandelspreise). Daneben fallen Kosten in Form von Netzentgelten an. Auch diese werden teilweise reduziert. Der Anteil der übrigen, staatlich bedingten Preisbestandteile, wie Steuern und Abgaben ist von geringerer Bedeutung oder fällt gar nicht an.

Abbildung I.8.9: Strompreise für stromintensive Unternehmen im internationalen Vergleich



Quelle: Ecofys, ISI 2014

Alle Berechnungen für das Jahr 2013, Vergleichswert für Texas aus 2012. Im Falle von Großbritannien wurde für das betrachtete Unternehmen eine vollständige Befreiung von Steuern und Abgaben angenommen.

I.8.1.6 Energiepreise für die im internationalen Wettbewerb stehende Wirtschaft

Unternehmen, die in Deutschland produzieren und im internationalen Wettbewerb stehen, können durch hohe Energiepreise Kostennachteile gegenüber Unternehmen an Konkurrenzstandorten entstehen. Vor diesem Hintergrund kommt den staatlich bedingten Bestandteilen der Energiepreise eine besondere Bedeutung für die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen zu.

Energiesteuer und Stromsteuer

Das Energiesteuergesetz und das Stromsteuergesetz enthalten verschiedene Begünstigungen für Unternehmen des Produzierenden Gewerbes. Dabei handelt es sich um die Steuerentlastung für bestimmte – in der Regel besonders energieintensive – Prozesse und Verfahren (§ 51 EnergieStG, § 9a StromStG), die allgemeine Energiesteuer- und Stromsteuerentlastung nach § 54 EnergieStG und § 9b StromStG, die neben Unternehmen des Produzierenden Gewerbes auch für Unternehmen der Land- und Forstwirtschaft gilt, sowie den sog. Spitzenausgleich (§ 55 EnergieStG, § 10 StromStG). Diese Begünstigungen werden aus dem Bundeshaushalt finanziert und sind mit jährlichen Steuermindereinnahmen von über 4,5 Milliarden Euro verbunden (BMF 2013).

Umlagen nach EEG und KWKG

Die EEG- und KWKG-Umlagen für das Produzierende Gewerbes und den schienengebundenen Verkehr werden begrenzt (siehe Kapitel I.1). Das Entlastungsvolumen bei der Besonderen Ausgleichsregelung lag im Jahr 2013 bei 4,0 Milliarden Euro (siehe Kapitel I.1). Die Ausnahmen im EEG und KWKG tragen zu Strompreiserhöhungen bei den privaten Verbrauchern sowie den gewerblichen und industriellen Verbrauchern bei, die keine Privilegierungen für sich in Anspruch nehmen können. So wurde die Entlastungswirkung durch die Besondere Ausgleichsregelung im Jahr 2013 mit 1,04 ct/kWh bzw. 19,7 Prozent der EEG-Umlage finanziert. Im Vorjahr 2012 waren es 0,63 ct/kWh (17,5 Prozent) (siehe Kapitel I.1). Ohne die Besondere Ausgleichsregelung wäre die EEG-Umlage unter sonst gleichen Bedingungen entsprechend geringer ausgefallen.

Stromnetzentgelte und Konzessionsabgaben

Stromnetzentgelte und Konzessionsabgaben sind unterschiedlich hoch. Die Stromnetzentgeltverordnung und die Konzessionsabgabenverordnung sehen Differenzierungen bei der zu zahlenden Entgelt- bzw. Abgabenhöhe vor. Diese Differenzierungen erfolgen nach bestimmten Kriterien. Aus ihnen kann jedoch keine Privilegierung

oder Entlastungswirkung mit der Zielsetzung, die Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen zu unterstützen, abgeleitet werden. Stromnetzentgelte und kommunale Konzessionsabgaben sind privatrechtliche Gegenleistungen für den Zugang zu Stromübertragungs- und -verteilernetzen bzw. für die Nutzung kommunaler Verkehrswege zur Versorgung von Letztverbrauchern mit Strom und Gas..

I.8.2 Energiekosten

Energiepreise und -verbrauchsmengen bestimmen die Kosten, die Haushalten und Unternehmen für den Bezug von Energie entstehen. So individuell Verbrauchsmengen sind, so unterschiedlich fallen auch die Energieausgaben aus. Für eine sektorale oder gesamtwirtschaftliche Betrachtung lassen sich die einzelnen Ausgaben aufsummieren.

I.8.2.1 Energieausgaben der Haushalte

Energieausgaben von Musterhaushalten sind ein möglicher Indikator für die Bezahlbarkeit von Energie. Energieausgaben (bezogen auf das verfügbare Einkommen) können ein Indikator für die Bezahlbarkeit von Energie sein. Zur Darstellung und Untersuchung der Entwicklung von Energieausgaben privater Haushalte werden unterschiedliche Konzepte diskutiert, die verschiedene Aspekte beleuchten. Energieausgaben werden an dieser Stelle mittels definierter Musterhaushalte dargestellt.

Die Annahmen zur Abbildung der Musterhaushalte sind transparent. Die zugrunde liegenden durchschnittlichen jährlichen Energiepreise und Einkommen werden auf Grundlage von Daten des Statistischen Bundesamtes berechnet. Die Energieverbräuche werden auf Basis von Angaben des Statistischen Bundesamtes, einer Erhebungsstudie von RWI/forsa 2013, einer Stromverbrauchserhebung der Energie Agentur NRW sowie des Kompendiums „Verkehr in Zahlen“ (DIW 2013) festgelegt. Dabei werden über den Zeitverlauf mengenmäßig konstante Verbräuche unterstellt. Für die hier entworfenen Musterhaushalte wird die Annahme getroffen, dass sie für die Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser den Energieträger Gas und als PKW-Kraftstoff Superbenzin verwenden.

Einkommensschwache Haushalte werden mitbetrachtet. In Anlehnung an die Armutsgefährdungsdefinition der Europäischen Union bzw. des Statistischen Bundesamtes (60 Prozent des mittleren Einkommens der Gesamtbevölkerung) werden vereinfachend 60 Prozent der hier verwendeten Haushaltsnettoeinkommen zugrunde gelegt. Zum Energieverbrauch einkommensschwacher Haushalte liegen bisher nur wenig belastbare statistische Daten vor. Daher werden für diese Haushaltsgruppe die gleichen Verbräuche wie bei den übrigen Musterhaushalten unterstellt. Bei definitionsgemäß identischen Energiepreisen unterscheiden sich die beiden Musterhaushaltstypen somit nicht in ihren absoluten Energieausgaben, sondern nur in ihren Anteilen am jeweiligen Haushaltsnettoeinkommen.

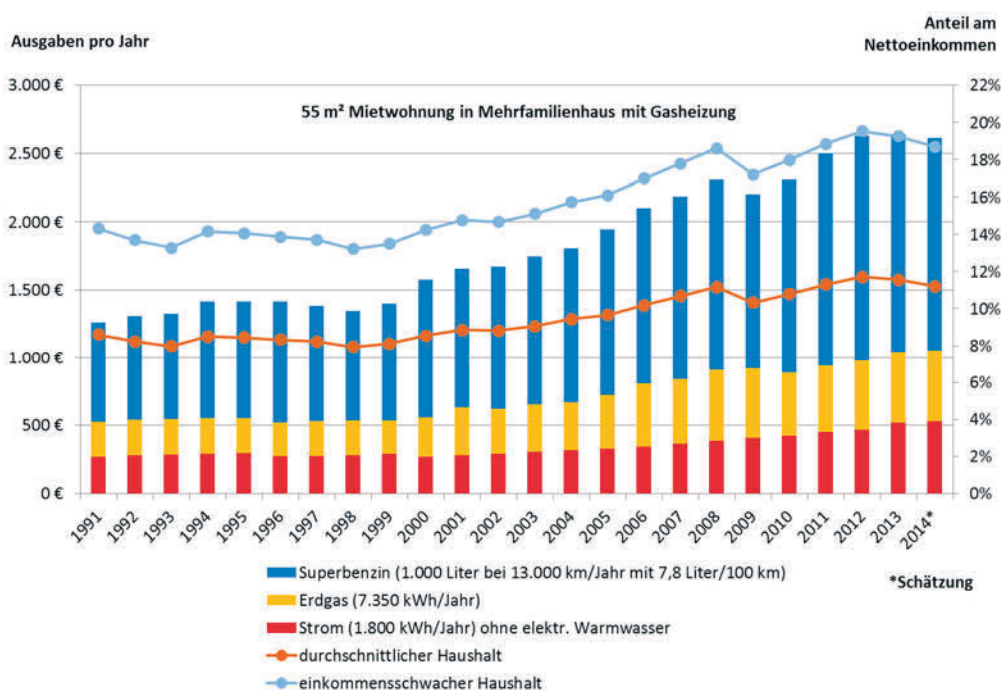
Die Energiegesamtausgaben eines Ein-Personen-Musterhaushalts sind 2013 leicht angestiegen. Die jährlichen Energiegesamtausgaben umfassen Ausgaben für Strom, Gas und Superbenzin. Sie betragen im Jahr 2013 rund 2.641 Euro. Damit erhöhten sie sich gegenüber 2012 um rund 10 Euro (0,4 Prozent, siehe Abbildung I.8.10 und Tabelle I.8.4).

Tabelle I.8.4: Einkommen und Energieausgaben von Ein- und Vier-Personen-Musterhaushalten

	Jährliches Haushaltsnettoeinkommen in Euro	Jährliche Gesamtausgaben (Strom, Gas, Kraftstoffe) in Euro	Ausgaben als Einkommensanteile in Prozent			
			Energie insgesamt	Strom	Erdgas	Superbenzin
2013 (in Klammern: 2012)						
1-Person	22.856 (22.452)	2.641 (2.631)	11,6 (11,7)	2,3 (2,1)	2,3 (2,3)	7,0 (7,4)
1-Person (60 % des Einkommens)	13.714 (13.471)	identisch	19,3 (19,5)	3,8 (3,4)	3,8 (3,8)	11,7 (12,3)
4-Personen	55.804 (54.817)	4.070 (3.984)	7,3 (7,3)	2,3 (2,1)	1,5 (1,5)	3,4 (3,6)
4-Personen (60 % des Einkommens)	33.482 (32.890)	identisch	12,2 (12,1)	3,9 (3,5)	2,6 (2,6)	5,7 (6,0)

Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

Abbildung I.8.10: Jährliche Energieausgaben eines Ein-Personen-Musterhaushalts

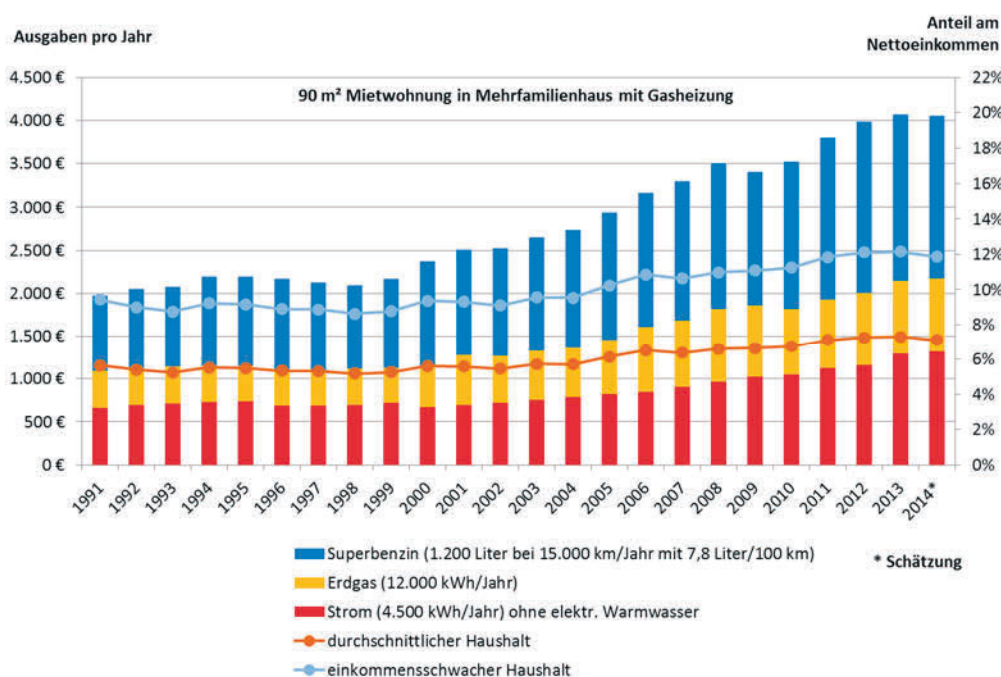


Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

Betrachtet wird eine Mietwohnung (55 m²) in einem Mehrfamilienhaus mit Gasheizung.

Die Energiegesamtausgaben eines Vier-Personen-Musterhaushalts sind 2013 angestiegen. Für den Vier-Personen-Musterhaushalt ist ein Paar mit 2 Kindern unter 18 Jahren unterstellt. Die Energiegesamtausgaben lagen 2013 bei rund 4.070 Euro. Damit erhöhten sie sich gegenüber 2012 um rund 86 Euro (2,2 Prozent, siehe Tabelle I.8.4 und Abbildung I.8.11).

Abbildung I.8.11: Jährliche Energieausgaben eines Vier-Personen-Musterhaushalts



Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

Betrachtet wird eine Mietwohnung (90 m²) in einem Mehrfamilienhaus mit Gasheizung

Die durchschnittlichen Einkommensanteile der Energieausgaben sind 2013 konstant geblieben oder sogar gesunken. Bezogen auf die im Durchschnitt weiter steigenden Haushaltsnettoeinkommen sank der Anteil der Energieausgaben für einen Ein-Personen-Haushalt gegenüber dem Vorjahr 2012 leicht. Der Ausgabenanteil für einen Vier-Personen-Musterhaushalt blieb konstant (siehe Tabelle I.8.4).

Die Pkw-Nutzung hat einen großen Einfluss auf den Einkommensanteil der Energiegesamtausgaben. Dies zeigen die Zahlen für beide Haushaltstypen. Der Anteil der Stromkosten fällt trotz des zuletzt gestiegenen Anteils im Vergleich deutlich geringer aus. Noch geringer ist bei den hier getroffenen Annahmen der Anteil der Gaskosten (einschließlich Wärmenutzung).

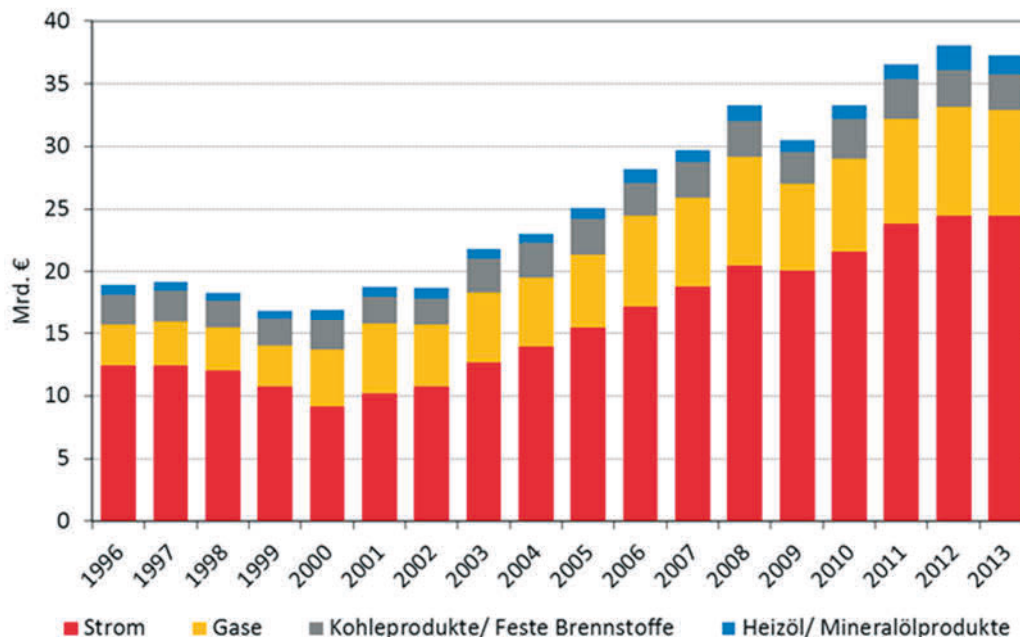
Für das Jahr 2014 ist bei beiden Haushaltstypen eine leicht verringerte Kostenbelastung absehbar. Bei nur geringfügig steigenden Strom- und stagnierenden Gaskosten und parallel steigenden Einkommen wirkt sich vor allem der Rückgang der Superbenzinkosten dämpfend auf die Gesamtkostenbelastung aus.

Neben den dargestellten Durchschnittsbelastungen bzw. Ausgaben der Musterhaushalte kann die Gesamtkostenbelastung für bestimmte Haushalte höher liegen, insbesondere wenn die Entwicklung des individuellen Einkommens nicht mit den Preis- bzw. Kostenerhöhungen einhergeht.

I.8.2.2 Energiekosten der Industrie

Die Energiekosten der Industrie in Deutschland sind 2013 insgesamt zurückgegangen. Die aggregierten Kosten betragen rund 37,3 Milliarden Euro. Das ist ein Rückgang um rund 0,7 Milliarden Euro (1,9 Prozent) gegenüber dem Vorjahr 2012. Der Anteil von Stromkosten an den Gesamtkosten liegt seit einigen Jahren bei knapp zwei Drittel, nachdem er im Jahr 2000 bei etwas mehr als der Hälfte lag (siehe Abbildung I.8.12).

Abbildung I.8.12: Energiekosten in der Industrie



Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie auf Basis von Daten der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen und des Statistischen Bundesamt

Relative Energiekosten

Der durchschnittliche Anteil der Energiekosten am Bruttoproduktionswert bleibt stabil. Die Energiekosten lassen sich ins Verhältnis zum Bruttoproduktionswert als unternehmerische Ertragsgröße (Gesamtleistung) setzen. Nach Zahlen für das Jahr 2012 (Statistisches Bundesamt 2014) hatten die Energiekosten im Verarbeitenden Gewerbe einen durchschnittlichen Anteil von 2,1 Prozent. Das entspricht dem Niveau der Vorjahre (BMWi 2014d).

In den einzelnen Wirtschaftszweigen bleibt die unterschiedliche Bedeutung der Energiekosten erhalten. Für den Wirtschaftszweig Bergbau und Gewinnung von Steine und Erden lag der Energiekostenanteil bei 6,4 Prozent (siehe Tabelle I.8.5). Innerhalb dieser beiden Industrie-Wirtschaftszweige fallen die Anteile je nach betrachtetem Bereich (Kategorie) unterschiedlich aus. Wertschöpfungsstarke Bereiche mit einem hohen Beschäftigungsbestand weisen einen teilweise geringen Anteil auf, wie die Herstellung von Kraftwagen (0,8 Prozent), der Maschinenbau (1,0 Prozent) oder die Herstellung von Metallerzeugnissen (2,2 Prozent). Überdurchschnittliche Kostenanteile sind u. a. beim Ernährungsgewerbe (2,4 Prozent) in der Chemischen Industrie (4,6 Prozent) oder dem Papiergewerbe (6,8 Prozent) vorzufinden. Höhere Anteile wurden für Bereiche, wie der Herstellung von Zement (rund 17 Prozent) oder der Herstellung von Industriegasen (rund 28 Prozent) ermittelt.

Tabelle I.8.5: Energiekostenbelastung ausgewählter Wirtschaftszweige

Wirtschaftszweig	Anteil am Brutto- produktionswert 2012 (in %)	Anteil an Brutto- wertschöpfung 2012 (in %)
Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden	6,4	17,0
Kohlenbergbau	6,3	23,2
Gewinnung von Erdöl und Erdgas	2,0	4,0
Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau	9,9	28,8
Gewinnung von Natursteinen, Kalk-u. Gipsstein, Kreide usw.	12,8	17,3
Verarbeitendes Gewerbe	2,1	7,9
Ernährungsgewerbe	2,4	14,1
Textilgewerbe	3,9	13,1
Holzgewerbe (ohne Herstellung von Möbeln)	3,4	15,9
Papiergewerbe	6,8	28,3
Chemische Industrie	4,6	21,3
Herstellung von Industriegasen	28,1	
Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden	7,3	24,4
Herstellung von Flachglas	17,0	68,4
Herstellung von Hohlglas	15,6	41,1
Herstellung von Ziegeln und sonstiger Baukeramik	14,2	38,6
Herstellung von Kalk und gebranntem Gips	23,9	71,1
Metallerzeugung und -bearbeitung	5,4	31,4
Herstellung von Metallerzeugnissen	2,2	6,3

Quelle: Statistisches Bundesamt 2014

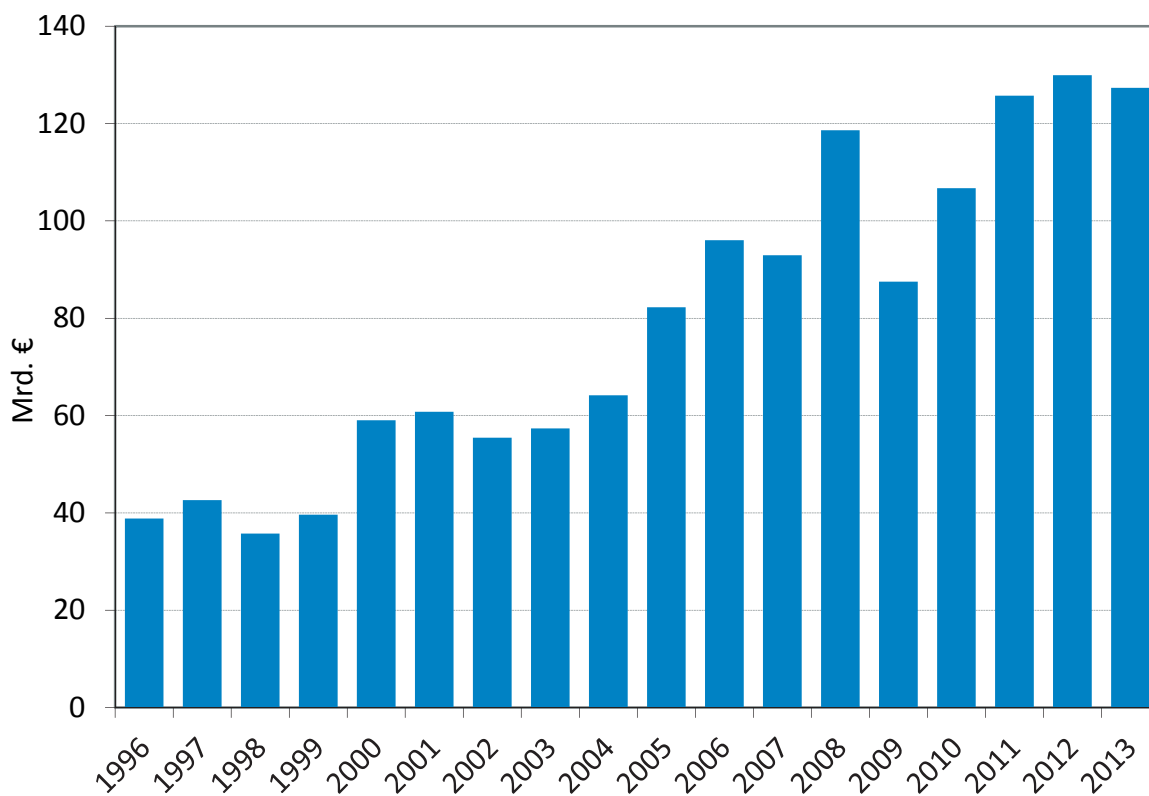
Der Energiekostenanteil an der Bruttowertschöpfung im Verarbeitenden Gewerbe lag zuletzt bei 7,9 Prozent. Dies geht aus Zahlen für das Jahr 2012 hervor (Statistisches Bundesamt, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie). Energiekosten als Anteil an der Bruttowertschöpfung sind ein Indikator für die Abbildung der Energiekostenbelastung. Gegenüber dem Bruttoproduktionswert sind Bestandsänderungen und Kosten von auswärtigen Bearbeitungen nicht in der Bruttowertschöpfung enthalten.

I.8.2.3 Energiekosten aus gesamtwirtschaftlicher Sicht

Die Gesamtausgaben für den Primärenergieverbrauch in Deutschland sind gesunken. Sie lagen im Jahr 2013 bei rund 127 Milliarden Euro und waren damit um 2,6 Milliarden Euro (2 Prozent) niedriger als im Jahr 2012 (siehe Abbildung I.8.13).

Das Verhältnis von Energieausgaben zum BIP erhöhte sich 2013 auf 5,2 Prozent. Dabei wird eine Zunahme des Bruttoinlandsprodukts (BIP) um 2,1 Prozent (real 0,1 Prozent) zugrunde gelegt. Im Vorjahr 2012 lag das Verhältnis noch bei 4,9 Prozent.

Abbildung I.8.13: Ausgaben für den Primärenergieverbrauch



Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie auf Basis von Daten der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen

Die Ausgaben für den gesamten Endenergieverbrauch sind 2013 gestiegen. Sie betragen im Jahr 2013 rund 236 Milliarden Euro. Das entspricht einem Anstieg von 3,3 Prozent gegenüber dem Vorjahr 2012 (mit 228 Milliarden Euro). Das Verhältnis von (End-)Energieausgaben zum BIP stieg auf 8,4 Prozent nach 8,3 Prozent im Vorjahr 2012.

Die relativen Gesamtausgaben für Strom lagen zuletzt auf einem ähnlichen Niveau wie in den frühen 1990er Jahren. Die absoluten Gesamtausgaben der Letztstromverbraucher bilden die gesamtwirtschaftliche Kostenentwicklung bei Strom von der Verwendungsseite ab unter Berücksichtigung der staatlich induzierten und regulierten Ausgabenelemente sowie der marktgetriebenen Ausgabenelemente (siehe Stellungnahme der Expertenkommission, 2012, 2014). Im Jahr 2012 betragen sie 65 Milliarden Euro. Im Verhältnis zum nominalen BIP lag ihr Anteil 2012 damit bei mit 2,5 Prozent.

I.9 Energieforschung und Innovationen

Im 6. Energieforschungsprogramm stellt die Bundesregierung 3,5 Milliarden Euro für Forschung und Entwicklung zur Verfügung. Die Förderperiode erstreckt sich von 2011 bis 2014. Die Bundesregierung entwickelt dies weiter. Zudem engagieren sich die Bundesländer bei der Förderung der Energieforschung.

Forschung und Entwicklung sind eine gemeinsame Aufgabe von Wirtschaft und Wissenschaft. Die Energieforschungspolitik der Bundesregierung schafft die notwendigen Voraussetzungen für Innovationen von Energietechnologien. Daneben ist die Wirtschaft ein Hauptinitiator für Innovationen. Sie überführt neue Technologien und Lösungen zielgerichtet und effizient in den Markt. Unter anderen bei Elektrogeräten lässt sich seit längerem eine Entwicklung hin zu effizienteren Geräten beobachten. Bei Patenten kommt es darauf an, dass die praktische Umsetzung in Technologien und neue Produkte erfolgt.

Forschung und Innovation im Energiebereich sind zentrale Handlungsfelder bei der Umsetzung der Energiewende. Die Energieforschung als strategisches Element der Energiepolitik trägt wesentlich dazu bei, die Entwicklung von innovativen Technologien voranzutreiben. Diese unterstützen eine sichere, bezahlbare und umweltverträgliche Energieversorgung.

Eine präzise Beschreibung des Einflusses der Energiewende in Deutschland auf Innovationsprozesse im Bereich Energietechnologien ist anspruchsvoll. Innovationsprozesse von der Forschung und Entwicklung bis hin zur Marktdurchdringung innovativer Produkte und Verfahren erstrecken sich in der Regel über viele Jahre. Die Antriebskräfte dieser Innovationsprozesse sind vielfältig und oftmals untereinander verbunden. Darüber hinaus laufen diese Entwicklungen zunehmend global ab. Hinweise auf die Entwicklungen in den verschiedenen Bereichen der Energieversorgung können einzelne Indikatoren entlang der unterschiedlichen Phasen des Innovationsprozesses geben.

I.9.1 Forschung und Entwicklung

Forschung und Entwicklung ist eine gemeinsame Aufgabe von Wirtschaft und Wissenschaft. Öffentliche Forschungsförderung unterstützt neben der Grundlagenforschung angewandte Forschung, technologische Entwicklung sowie Innovationsaktivitäten. Dadurch werden private Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen ergänzt. Die Wirtschaft nimmt eine bedeutende Rolle bei Forschung und Innovation von Energietechnologien ein. Die darin investierten Mittel sind ein Indikator für das Ausmaß und die Entwicklung der Forschungsanstrengungen.

I.9.1.1. Öffentliche Förderungen der Energieforschung

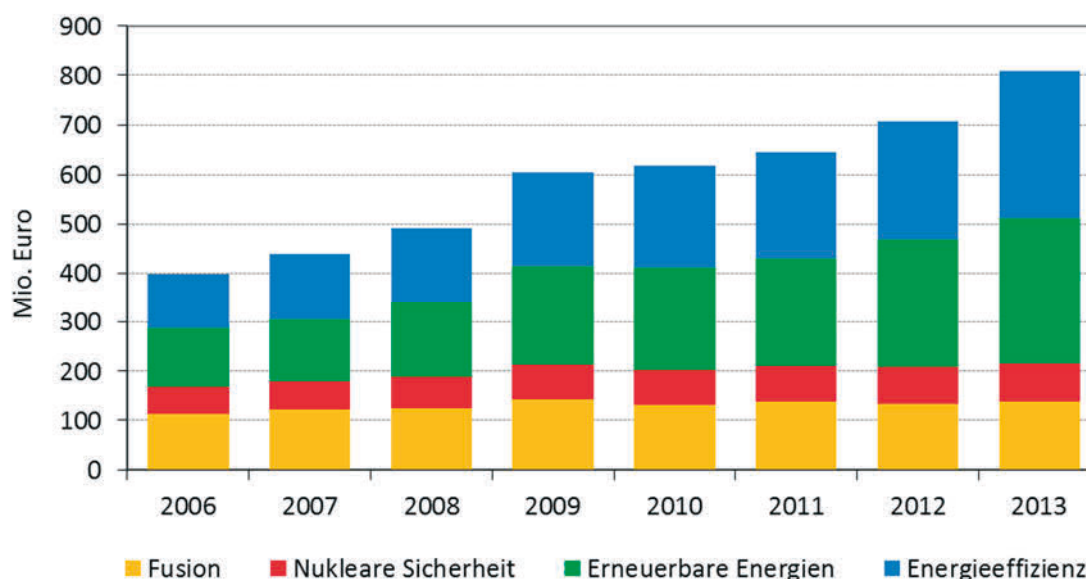
Öffentliche Förderungen von Forschung und Entwicklung zu neuen Energietechnologien werden in Deutschland vor allem aus Mitteln des Bundes geleistet. Darüber hinaus stellen auch die Länder sowie die Europäische Union Fördermittel bereit.

Forschungsförderung des Bundes

Die Ausgaben im Energieforschungsprogramm haben sich 2013 erhöht. Für die Umsetzung des 6. Energieforschungsprogramms der Bundesregierung „Forschung für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung“ wurden im Rahmen der Förderperiode 2011–2014 rund 3,5 Milliarden Euro für die Förderung von Forschung und Entwicklung zur Verfügung gestellt. Im Jahr 2013 beliefen sich die Ausgaben auf 809 Millionen Euro. Sie erhöhten sich damit gegenüber dem Vorjahr 2012 mit 708 Millionen Euro um 14,3 Prozent.

Energieeffizienz und erneuerbare Energien bleiben zentrale Ausgabenbereiche. Rund 74 Prozent der Gesamtausgaben flossen dabei in die Förderung der beiden zentralen Bereiche Energieeffizienz und erneuerbare Energien (siehe Abbildung I.9.1). Die Ausgaben im Bereich der Energieeffizienz betragen im Jahr 2013 297 Millionen Euro. Das sind 24,1 Prozent mehr als im Vorjahr 2012 mit 239 Millionen Euro. Vorhaben im Bereich der erneuerbaren Energien wurden mit 298 Millionen Euro unterstützt. Das entspricht einem Zuwachs von 14,3 Prozent gegenüber dem Vorjahr 2012 mit 260 Millionen Euro. Vorhaben in den Bereichen Fusion und nukleare Sicherheit erhielten Unterstützung in Höhe von 139 Millionen Euro bzw. 76 Millionen Euro.

Abbildung I.9.1: Forschungsausgaben des Bundes im Energieforschungsprogramm



Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2014b

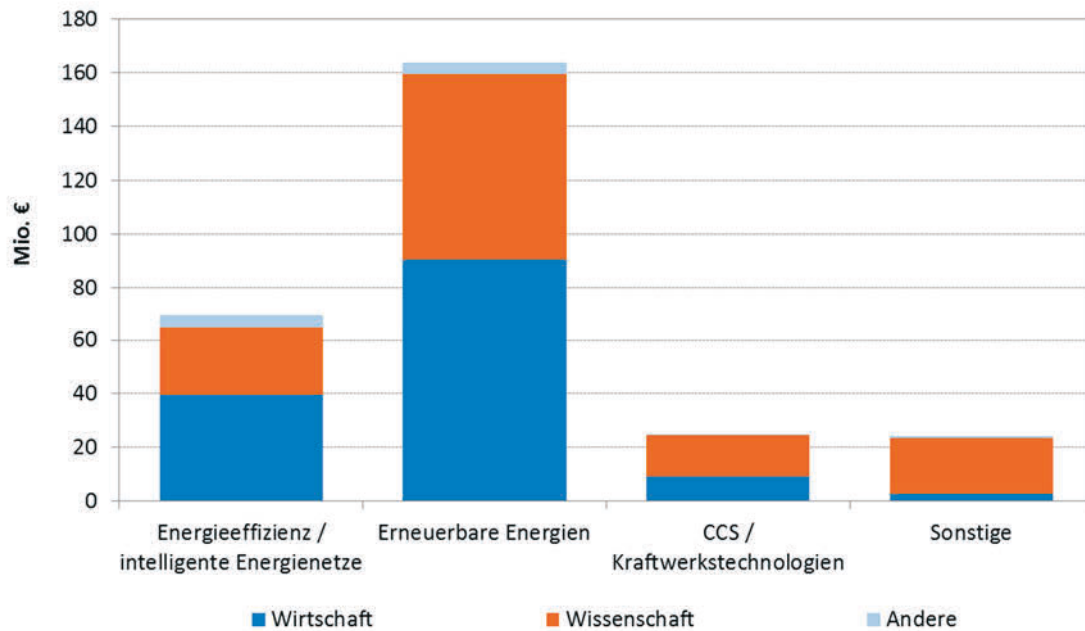
Die Bundesregierung gibt im Bundesbericht Energieforschung einen Überblick über die Strukturen und Schwerpunkte der von der Bundesregierung geförderten Energieforschung in Deutschland. Darin wird u. a. die Verteilung der Fördermittel abgebildet, die über verschiedene Bereiche wie die Energieeffizienz, erneuerbare Energien oder Kraftwerkstechnologien erfolgt (BMWi 2014e).

Forschungsförderung in Deutschland durch EU-Mittel

Förderungen wurden im Rahmen des 7. Forschungsrahmenprogramm sowie dem Programm „Intelligente Energie - Europa (IEE)“ gewährt. Die EU-Mitgliedstaaten und das EU-Parlament haben unter dem 7. Forschungsrahmenprogramm im Zeitraum der bisherigen Förderperiode rund 2,3 Milliarden Euro für die Energieforschung bereitgestellt. Hinzu kamen 730 Millionen Euro für das Programm „Intelligente Energie - Europa (IEE)“ als Bestandteil des Rahmenprogramms für Wettbewerbsfähigkeit und Innovation. Mit dem Ablauf der Förderperiode 2007 bis 2013 der Europäischen Union endeten sowohl das 7. Forschungsrahmenprogramm für Forschung und Entwicklung (FP7) als auch das Rahmenprogramm für Wettbewerbsfähigkeit und Innovation (CIP). Im Januar 2014 startete das neue europäische Rahmenprogramm für Forschung und Innovation „Horizont 2020“ (siehe Kapitel III.5).

Im 7. Forschungsrahmenprogramm sind 282 Millionen Euro an Zuwendungsempfänger in Deutschland geflossen. Diese Zuwendungen an Wirtschaft und Wissenschaft verteilten sich auf unterschiedliche Themen im Bereich Energieforschung (siehe Abbildung I.9.2). Von den Fördermitteln an die Wirtschaft haben kleine und mittlere Unternehmen (KMU) 42 Millionen Euro erhalten. Davon entfiel ein hoher Förderanteil auf den Bereich „Erneuerbare Energien“.

Abbildung I.9.2: Förderungen für Energieprojekte im Rahmen des 7. Forschungsrahmenprogramms

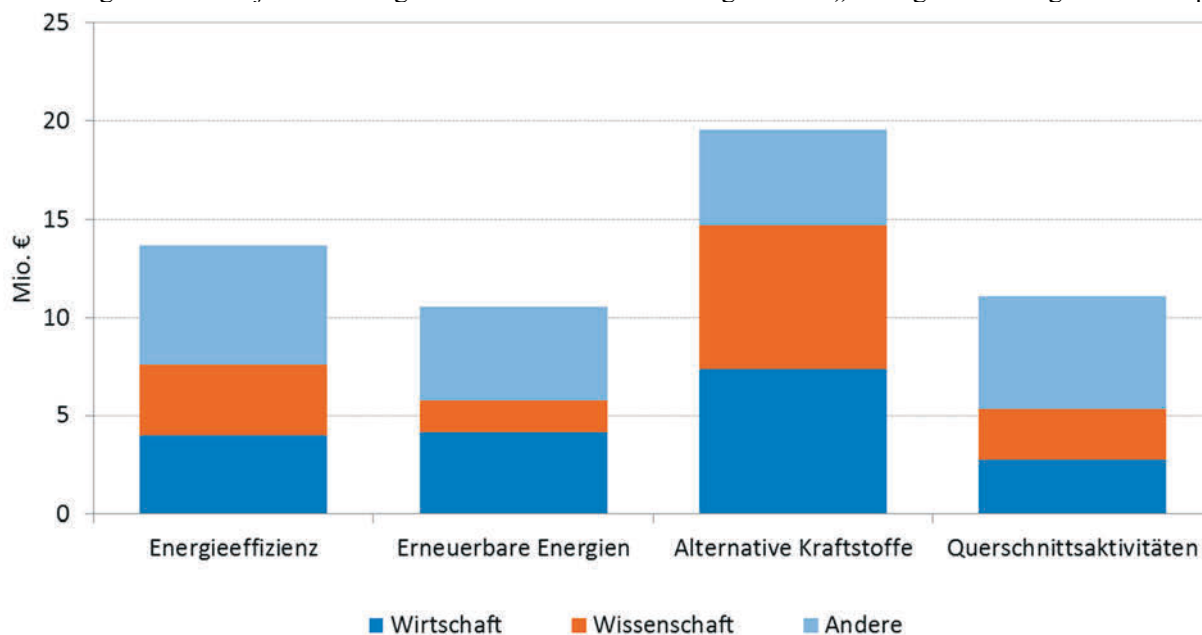


Quelle: Europäische Kommission

Dargestellt sind die Förderungen von in Deutschland ansässigen Zuwendungsempfängern in den Jahren 2007 bis 2013.

Im Programm „Intelligente Energie - Europa (IEE)“ sind 55 Millionen Euro an Zuwendungsempfänger aus Deutschland geflossen. Dazu gehörten Zuwendungsempfänger in Wirtschaft, Wissenschaft und dem öffentlichen Bereich. Die Förderungen im Zeitraum 2007 bis 2013 erfolgten für die direkte Projektförderung. Das IEE-Programm hatte als Ziel, mit Hilfe technologieunterstützender Maßnahmen in den Bereichen Energieeffizienz und erneuerbare Energien die Verbreitung und Umsetzung von Innovationen zu ermöglichen und zu beschleunigen. Die nach Deutschland geflossenen Zuwendungen verteilten sich auf die Themenbereiche Energieeffizienz, Energieerzeugung und Integration erneuerbarer Energiequellen, alternative Kraftstoffe sowie auf Querschnittsaktivitäten (siehe Abbildung I.9.3). Die Beteiligung der KMU war im IEE-Programm mit einem Fördervolumen vom insgesamt 29 Millionen Euro besonders hoch.

Abbildung I.9.3: Projektförderungen im Rahmen des Programms „Intelligente Energie – Europa“



Quelle: Europäische Kommission

Dargestellt sind die Förderungen von in Deutschland ansässigen Zuwendungsempfängern in den Jahren 2007 bis 2013.

Bundesländern wie auch öffentlich-rechtliche Förderbanken engagieren sich zunehmend in der Forschungsförderung. Neben dem Bund haben die Bundesländer im Jahr 2012 insgesamt 108,5 Millionen Euro für die Energieforschung zur Verfügung gestellt. Die Gesamtaufwendungen der Bundesländer haben seit 2008 deutlich zugenommen. Schwerpunkte waren auch hier v.a. die erneuerbaren Energien und Energieeffizienz (BMWi 2014e). Des Weiteren gibt es 19 öffentlich rechtliche Förderbanken, die Fördermittel für den Energie- bzw. den Effizienzbereich bereitstellen.

I.9.1.2 Private Forschung und Entwicklung

Für Unternehmen sind Investitionen in Forschung und Innovationen ein Schlüssel für Wettbewerbsfähigkeit. Ausrichtung und Umfang der unternehmensinternen Forschungsanstrengungen für Produkte, Verfahren, Technologien und Prozesse sind jeweils strategische Entscheidungen von Unternehmen am Markt.

Start-ups und junge, innovative Unternehmen leisten einen wichtigen Beitrag zur privaten Forschung und Entwicklung. Sie erforschen und entwickeln innovative Produkte und Prozesse und fungieren als Impulsgeber für neue Technologien und Lösungen bzw. für die Weiterentwicklung bestehender Technologien. Dabei zeigen sie eine hohe Innovationsfähigkeit und ein hohes Engagement. Sie sind flexibel und können Forschungsergebnisse schnell in marktreife Produkte umsetzen (siehe Kapitel I.9.3.1).

I.9.2 Neuerungen von Energietechnologien

Die Umsetzung von Forschung und Entwicklung in Innovationen hat einen vielschichtigen Charakter. Einzelindikatoren können diese Umsetzung ausschnittsweise abbilden.

Impulse von Forschung und Entwicklung zeigen sich in den Patentanmeldungen. Diese Anmeldezahlen sind einer der wenigen Indikatoren, um die technologischen Erfolge in der Energieforschung abbilden zu können. Die Anzahl der Patente bildet allerdings nur ungenau ab, inwieweit eine praktische Umsetzung in Technologien und neue Produkte erfolgt (siehe Kapitel I.9.3) und wie weit tatsächliche Vorteile bei Bürgerinnen und Bürgern sowie bei der Wirtschaft realisiert werden. Verbesserte Produkte, Dienstleistungen und Prozesse können auch auf nicht patentiertem Wissen basieren. Zusätzlich ist diese Entwicklung im Zusammenhang mit den Patentanmeldungen in den anderen Wirtschaftsbereichen zu sehen.

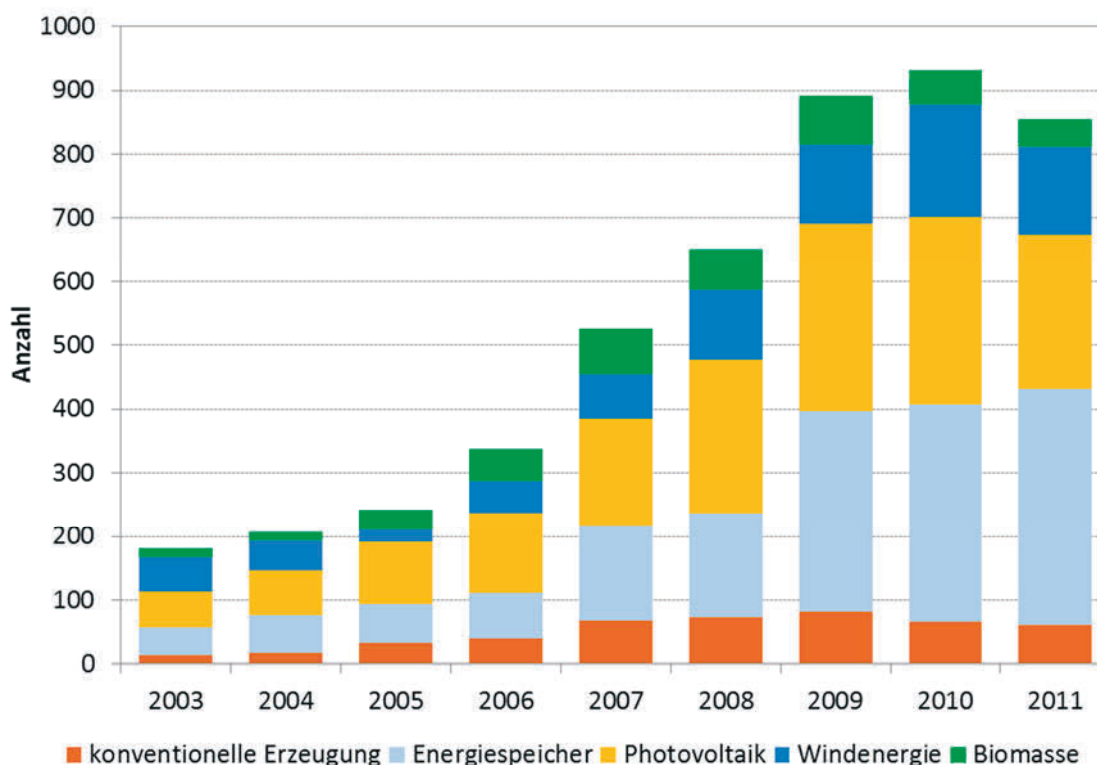
Die Patentanmeldungen im Bereich erneuerbarer Energien sind zuletzt gestiegen. Dies gilt für die Anmeldungen nationaler Patente durch deutsche und ausländische Anmelder. Im Jahr 2013 lag die Anzahl der angemeldeten Patente mit rund 1.950 Patenten in etwa auf dem Vorjahresniveau von 2012. Wichtige Themen im Bereich der

Windenergie waren zuletzt unter anderem die Integration ins Stromnetz, Rotorblätter, Offshore-Anlagen und die Energiespeicherung. Bei der Stromgewinnung aus Solarzellen ging es vor allem um verbesserte Wirkungsgrade bei gleichzeitig geringeren Herstellungskosten (DPMA 2014).

Die Anmeldung internationaler Patente bei erneuerbaren Energien durch deutsche Patentanmelder ist zuletzt angestiegen. Eine Erfindung kann zusätzlich zur Anmeldung in Deutschland auch im Ausland geschützt werden. Patentanmelder bzw. -besitzer haben unter anderem die Möglichkeit, eine internationale Anmeldung nach dem Patentszusammenarbeitsvertrag (PCT) einzureichen. Die PCT-Anmeldungen durch deutsche Patentanmelder im Bereich erneuerbare Energien (PV, Windenergie, Biomasse) lagen 2011 bei rund 423. Sie sind in den Jahren 2003 bis 2010 schrittweise angestiegen. Im Jahr 2011 war ein Rückgang der Patentanmeldungen zu beobachten (siehe Abbildung I.9.4).

Speicher waren ein weiterer Schwerpunkt internationaler Patentanmeldungen aus Deutschland. Im Bereich Speichertechnologien kam es insbesondere im Jahr 2008 zu einer Verdopplung der Anmeldungen mit einem weiteren Anstieg in den Folgejahren. Im Jahr 2011 lag die Anzahl der Anmeldungen mit 371 etwas unter dem Niveau im Bereich der erneuerbaren Energien. Auch im Bereich der konventionellen Erzeugung erhöhte sich die Anzahl der jährlichen Patentanmeldungen kontinuierlich und erreichte im Jahr 2009 ihren bisherigen Höchststand. In den Jahren 2010 und 2011 gingen die jährlichen Anmeldungen wiederum zurück auf 60 (GWS, Prognos, EWI 2014 nach OECD).

Abbildung I.9.4: Patente in verschiedenen energiewirtschaftlichen Bereichen



Quelle: GWS, Prognos, EWI 2014 nach OECD

* Dargestellt sind Patente im Rahmen des Vertrages über die Internationale Zusammenarbeit auf dem Gebiet des Patentwesens (PCT), die durch deutsche Patentanmelder eingereicht wurden.

I.9.3 Marktverbreitung innovativer Energietechnologien

Die Markteinführung innovativer Energietechnologien ist in erster Linie Aufgabe der Wirtschaft.

I.9.3.1 Verbreitung innovativer Technologien im Bereich erneuerbarer Energien

Das EEG hat zur Verbreitung Erneuerbare-Energien-Technologien beigetragen. Neben den Impulsen zur technologischen Weiterentwicklung aus u. a. aktuellen Forschungsprogrammen und Patentanmeldungen kam es in der Vergangenheit zu einem verstärkten Ausbau erneuerbarer Energien durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Die Verbreitung der erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung wurde in Deutschland dadurch maßgeblich vorangetrieben (siehe Kapitel I.1 und II.2).

EEWärmeG und das Marktanreizprogramm haben die Verbreitung in der Wärmeerzeugung unterstützt. Das Marktanreizprogramm (MAP) enthält für bestimmte, besonders innovative Lösungen im Bereich der Wärme aus erneuerbaren Energien spezielle Regelungen der Innovationsförderung (siehe Kapitel II.4). Dies gilt zum einen für die Förderung durch die Investitionszuschüsse des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA). Über diesen BAFA-Förderteil wurden in den Jahren 2008 bis 2013 rund 6100 große Solarkollektoranlagen gefördert. Förderungen erfolgen zum anderen durch zinsgünstige KfW-Darlehen und -Tilgungszuschüsse. Bei der Innovationsförderung im KfW-Teil des MAP wurden in den Jahren 2008 bis 2013 z. B. für 725 Biogasleitungen und 783 große Wärmespeicher zinsgünstige Darlehen mit Tilgungszuschüssen gewährt.

Innovatoren im Bereich erneuerbarer Energien

In jungen, wachsenden Märkten spielen Gründungen eine bedeutende Rolle. Neugegründete, junge Unternehmen sind oftmals eher in der Lage, Neuerungen in den Markt einzubringen. Die insbesondere durch das EEG angestoßene Nachfrage nach Erneuerbare-Energien-Anlagen hat einen neuen Markt für Anbieter eröffnet, die entsprechende Anlagen entwickeln und herstellen, deren Implementierung planen oder die Anlagen installieren bzw. Wartungsarbeiten vornehmen.

Bei erneuerbaren Energien gab es ab 2003 eine hohe Gründungsdynamik. Dies geht insbesondere auf junge Unternehmen der Energieerzeugung zurück. Die Zahl der Gründungen hat sich von 2003 bis 2010 nahezu verdreifacht (von 2.100 auf rund 6.000 Gründer jährlich). Ab 2010 lagen die Gründungen bei rund 3.000 jährlich (ZEW et al. 2014).

Gründer im Bereich der erneuerbaren Energien haben besondere Merkmale. Diese Gründer (ausgenommen Energieerzeuger) sind zum Gründungszeitpunkt häufig größer als Gründer, die im selben Wirtschaftszweig aber nicht im Geschäftsfeld erneuerbarer Energien tätig sind. Dies zeigt sich an vergleichsweise höheren Mitarbeiterzahlen, einem höheren Umsatzniveau sowie auch an einem höheren Finanzierungsbedarf. Die größere Startgröße korreliert insbesondere bei Gründern in der Investitionsgüterproduktion mit einer höheren Innovationskraft: 66 Prozent betreiben Forschung und Entwicklung. Die starke Aktivität in Forschung und Entwicklung schlägt sich in einer hohen Anzahl von Patenten und Marktneuheiten nieder: 18 Prozent der Unternehmen im Bereich erneuerbarer Energien hatten vor der Gründung ein Patent. 36 Prozent der Unternehmen konnten national oder weltweit eine Marktneuheit vorweisen.

I.9.3.2 Verbreitung innovativer Technologien im Energieverbrauch

Marktabsatzzahlen sind ein Indikator für die Verbreitung effizienter Technologien. Es ist eine Vielzahl von Technologien notwendig, um den Energieverbrauch entsprechend der Zielsetzungen des Energiekonzepts zu senken und zu flexibilisieren. Dies betrifft Technologien im Gebäudebereich aber auch Elektrogeräte, Beleuchtungssysteme oder Elektroautos. Marktabsatzzahlen können die Marktdiffusion effizienter Technologien mit Einsparpotenzial in Teilen abbilden. Sie geben Anhaltspunkte, inwieweit sich energieeffiziente Technologien in wichtigen Anwendungsbereichen in den vergangenen Jahren in der Anwendung durchzusetzen konnten (GWS, Prognos, EWI 2014, siehe Kapitel I.2).

Gebäudebereich

pull-Strategie und push-Strategie treiben die Verbreitung innovativer Technologien voran. Investitionen in innovative und hocheffiziente Energieeffizienzmaßnahmen, insbesondere zu energetischen Sanierungen (Passivhausfenster, hocheffiziente Dämmstoffe, hohe Dämmstärken, etc.) wurden durch KfW-Programme angereizt. Dies hat zu einer beschleunigten Marktdiffusion dieser Technologien beigetragen (pull-Strategie). Darüber hin-

aus trägt die regelmäßige Anpassung des Ordnungsrechts an den technologischen Fortschritt und gesamtwirtschaftliche Entwicklungen (z. B. Energiepreise) dazu bei, dass veraltete Technologien kontinuierlich aus dem Markt ausscheiden (push-Strategie) (siehe Kapitel II.4).

Sanierungsmaßnahmen mit dem geringsten Wärmeverlust gewinnen an Bedeutung. Der Anteil dieser Sanierungsmaßnahmen hat seit 2006 im Zeitverlauf deutlich zugenommen. Das folgt aus der Betrachtung der Effizienzentwicklungen bei den energetischen Sanierungen im Rahmen der KfW-Förderungen. Dies gilt im unterschiedlichen Ausmaß für die unterschiedlichen Bauteile wie Dach, oberste Geschossdecke, Wand (Fassade) und Fußboden (GWS, Prognos, EWI 2014 nach Zahlen von IWU, BEI und IFAM). Für den Bereich der Fenster zeigt die Entwicklung der Marktanteile von Gläsern und Wärmedämmgläsern eine über die Zeit zunehmende Verwendung von Fensterglas mit einem geringeren Wärmedurchgang (GWS, Prognos, EWI 2014 nach Verbandszahlen).

Heizungen und Warmwasser

Effiziente Brennwertsysteme konnten ihren Marktanteil deutlich steigern. Bei den jährlich abgesetzten Wärmeerzeugern dominieren nach wie vor die mit Öl oder Gas betriebenen Technologien. Brennwertsysteme – als die effizientere konventionelle Technologie – haben ihren Marktanteil von 42 Prozent im Jahr 2005 auf 66 Prozent im Jahr 2012 gesteigert. Der Anteil der Niedertemperatursysteme ist dagegen von 51 Prozent im Jahr 2005 auf 21 Prozent im Jahr 2012 deutlich zurückgegangen (GWS, Prognos, EWI 2014 nach Verbandszahlen).

Weitere Wärmeerzeuger bleiben im Blickfeld. Der Anteil der Biomasse-Heizungen liegt seit 2005 bei rund vier Prozent. Der Anteil elektrischer Wärmepumpen ist von 2,6 Prozent im Jahr 2005 auf 9,2 Prozent im Jahr 2012 angestiegen. Die Anteile von solarthermischen Anlagen und KWK-Anlagen zur Erzeugung von Raumwärme betragen im Zeitraum von 2005 bis 2012 weniger als ein Prozent (GWS, Prognos, EWI 2014 nach Verbandszahlen).

Solarthermische Anlagen werden zur Warmwassererzeugung eingesetzt. Diese Anlagen eignen auch als eine effiziente Technologie zur Warmwassererzeugung. Die neu installierte Kollektorfläche hat sich im Zeitraum von 2000 bis 2008 deutlich erhöht. Nach diesem Zeitraum lag in den Jahren 2010 bis 2013 bei 1,0 bis 1,2 Millionen Quadratmeter pro Jahr (GWS, Prognos, EWI 2014 nach Verbandszahlen).

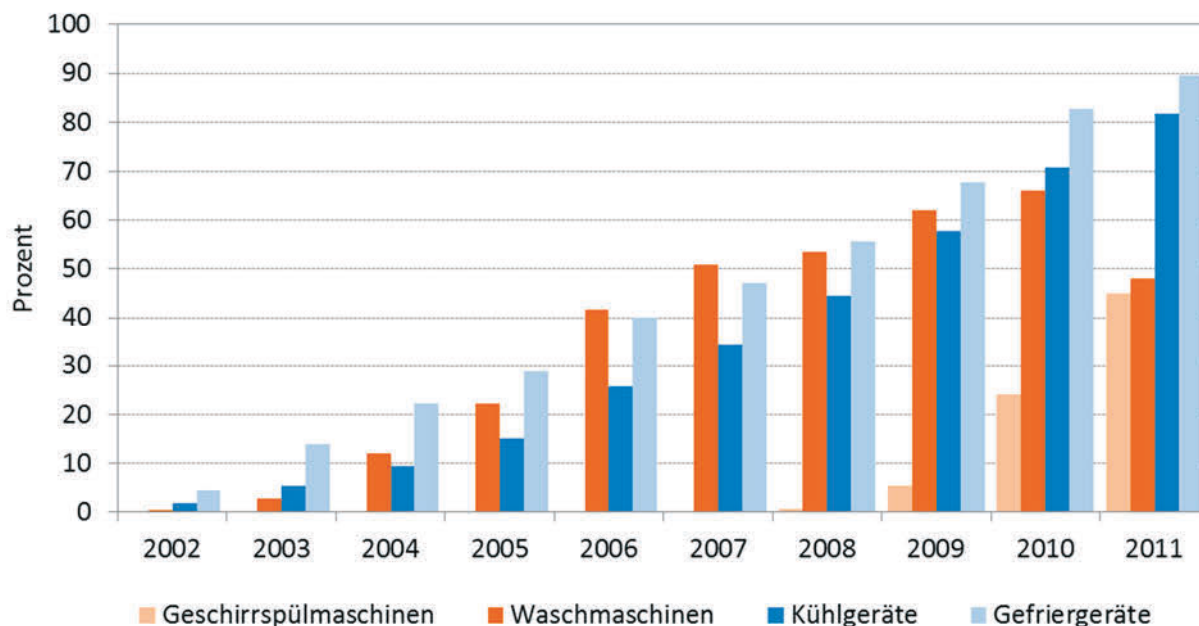
Elektrogeräte

Bei Elektrogroßgeräten wird eine kontinuierliche und weitgehende Marktverbreitung effizienter Geräte sichtbar. Dies zeigen die Absatzzahlen der letzten Jahre. Die Nutzung von Elektrogroßgeräten, wie Waschmaschinen, Wäschetrockner, Geschirrspüler, Kühl- und Gefriergeräte, hat einen wesentlichen Einfluss auf den Stromverbrauch in privaten Haushalten sowie im Dienstleistungssektor.

Bei den einzelnen Gerätegruppen fällt die Marktdurchdringung effizienter Produkte unterschiedlich aus. Unterschiede im Ausmaß und die Geschwindigkeit der Marktdurchdringung zeigen die Zahlen für den Zeitraum 2002 bis 2011 (siehe Abbildung I.9.5). Bei den Gefriergeräten lag der Anteil der höchsten Effizienzklassen A+, A++ und A+++ an der Gesamtabsatzmenge im Jahr 2011 bei 90 Prozent. Bei Kühlgeräten lag dieser Anteil bei über 80 Prozent, bei Waschmaschinen und Geschirrspülern bei rund 50 Prozent. Dagegen waren bei Wäschetrocknern auch 2011 die höchsten Effizienzklassen nicht vertreten und es dominierte die niedrigere Effizienzklasse B mit rund 50 Prozent des Absatzes (GWS, Prognos, EWI 2014 nach GfK).

Ältere, ineffiziente Geräte verbleiben aufgrund ihrer hohen Lebensdauer oftmals lange Zeit im Gerätebestand. Dieser Trend lässt sich trotz einer wachsenden Bedeutung effizienter Geräte in der Neubeschaffung beobachten. Insgesamt zeigt sich bei allen Produktbereichen eine Entwicklung hin zu effizienteren Geräten. Zudem gehen Geräte mit geringerer Effizienz teils aufgrund gesetzlicher Verordnungen aus dem Markt (GWS, Prognos, EWI 2014).

Abbildung I.9.5: Elektrogeräte: Anteile der höchsten Effizienzklassen an der Absatzmenge



Quelle: GWS, Prognos, EWI 2014 nach GfK

Dargestellt sind die Anteile von Produkten der Effizienzklassen A+, A++ und A+++ an der jährlichen Gesamtabsatzmenge.

Beleuchtung

Im Markt für Lampen zeichnen sich Veränderungen ab. Neue Beleuchtungstechnologien sind effizienter als herkömmliche Glühlampen. Der Anteil der vermarkteten Glühlampen an den abgesetzten Lampen ist seit 2004 rückläufig. Ab September 2016 wird ein Verbot für den Absatz von Lampen der Effizienzklassen C oder schlechter gelten. Das gilt auch für die Glühlampe. Die Glühlampe war im Jahr 2011 mit einem Anteil von 46 Prozent der am weitesten verbreitete Lampentyp. Der Anteil der Energiesparlampe (Kompaktleuchtstofflampe) erhöhte sich bis ins Jahr 2008 auf zehn Prozent. In den Folgejahren hat sich der Anteil nicht wesentlich verändert. Der Anteil der Halogenlampe liegt seit 2006 bei rund 16 Prozent des Gesamtabsatzes. Darin enthalten ist der Anteil der LED-Lampe mit einem Prozent im Jahr 2011 (GWS, Prognos, EWI 2014 nach ZVEI und GfK).

Verkehrsbereich - alternative Pkw-Antriebe

Elektrofahrzeuge sind energieeffizienter als herkömmliche Benzin- und Dieselfahrzeuge. Die Elektrifizierung der Pkw-Antriebssysteme stellt zudem eine innovative Technologie zur Senkung der Treibhausgasemissionen im Verkehr dar. Bei den jährlichen Neuzulassungen dominieren jedoch nach wie vor Diesel- und Benzin-Pkw. Mit rund 25.000 Pkw im Jahr 2013 waren Hybrid-Antriebe das absatzstärkste alternative Antriebssystem (GWS, Prognos, EWI 2014 nach Kraftfahrt-Bundesamt, siehe Kapitel I.4).

I.10 Gesamtwirtschaftliche Effekte der Energiewende

Die Energiewende unterstützt den Wachstumspfad der deutschen Volkswirtschaft. Die Investitionen in erneuerbare Energien und in die Steigerungen von Energieeffizienz lagen 2013 weiterhin im zweistelligen Milliardenbereich. Diese Investitionen lösen gesamtwirtschaftliche Impulse aus. Der Ausbau erneuerbarer Energien und die Investitionen in Energieeffizienz entfalten nennenswerte Beschäftigungswirkungen.

Erneuerbare Energien und Energieeffizienz tragen in Deutschland zu Einsparungen bei fossilen Primärenergieträgern bei. Die Energiewende schafft zudem Rahmenbedingungen, die die Entwicklung und Verbreitung innovativer Energietechnologien aus Deutschland begünstigt und neue Chancen auf internationalen Märkten. Mit dem Umbau des Energiesystems in Richtung einer nachhaltigeren und risikoärmeren Energieversorgung sind weniger Treibhausgase und andere qualitative Vorteile verbunden.

Der Umbau der Energieversorgung hat auch im Jahr 2013 Impulse für Wachstum, Investitionen und Beschäftigung ausgelöst.

Die Impulse der Energiewende auf die gesamtwirtschaftliche Entwicklung in Deutschland werden teils überlagert von anderen Effekten. Diese Effekte sind auf andere Einflussfaktoren wie das weltwirtschaftliche Umfeld zurückzuführen. Für die Abbildung der konkreten Auswirkungen der Energiewende sind die Effekte, die der Energiewende zuzurechnen sind, von den übrigen Effekten zu unterscheiden.

Gesamtwirtschaftliche Nettoeffekte

Gesamtwirtschaftliche Nettoeffekte der Energiewende lassen sich durch empirische Modellierungen erfassen. Darin wird die beobachtbare Energiewende-Entwicklung mit einer theoretischen Situation „ohne Energiewende“ verglichen. Eine solche vergleichende Modellierung wurde von GWS, Prognos, EWI 2014 unternommen. Dabei ist die theoretische Entwicklung „ohne Energiewende“ durch das Referenzszenario der Energieszenarien 2010 (Prognos, EWI, GWS 2010) abgebildet. Auch dieses Szenario beinhaltet annahmegemäß einen Ausbau der erneuerbaren Energien und Energieeffizienz-Steigerungen. Die Entwicklungen fallen aber im Vergleich zu dem von der Politik angestoßenen Energiewende-Pfad deutlich moderater aus. Die Modellierung betrachtet die Zeiträume 2010 bis 2013 sowie 2014 bis 2020 (siehe Kapitel III.6) und nutzt damit eine von mehreren Möglichkeiten, die bisherige Energiewende und ihre Wirkungen zeitlich einzugrenzen.

Nicht erfasst werden damit die durch Maßnahmen getriebenen Effekte vor 2010 sowie die Auswirkungen, die erst nach 2020 eintreten. Dennoch bietet die Analyse gegenüber Teilindikatoren zusätzliche Informationen: Weitergehende Zweit- und Rückkopplungseffekte werden besser erfasst. Die Wirkungsrichtung und -stärke der verschiedenen Impulse können dabei von verschiedenen Einflussgrößen abhängig sein.

Gesellschaftliche Vorteile

Mit dem Umbau des Energiesystems ist eine Reihe von qualitativen Vorteilen für die Gesellschaft sowie für Umwelt und Klima verbunden. Diese qualitativen Vorteile durch einen Umbau in Richtung einer nachhaltigeren und risikoärmeren Energieversorgung gehen über unmittelbare Auswirkungen auf gesamtwirtschaftliche Größen wie Wachstum, Investitionen und Beschäftigung hinaus. So werden im Vergleich zur bisherigen Energiebereitstellung aus fossilen Energieträgern beim Einsatz erneuerbarer Energien und mit einer gesteigerten Energieeffizienz deutlich weniger Treibhausgase emittiert. Dadurch wird ein Beitrag zur Vermeidung klimabedingter Schäden wie Überschwemmungen, Ernteauffälle, aber auch Verlust von Biodiversität, bzw. weiterer Folgen des Klimawandels geleistet. Die Quantifizierung dieser positiven Nutzen-Effekte ist methodisch anspruchsvoll und mit einer Reihe von Annahmen verbunden. Das Umweltbundesamt hat diese Fragen in mehreren Studien näher untersucht (siehe Kapitel III.7).

I.10.1 Investitionen

Investitionen sind einer der wichtigsten Treiber der Energiewende. Insbesondere durch Investitionen in erneuerbare Energien und Energieeffizienz ergeben sich gesamtwirtschaftliche Impulse.

I.10.1.1. Investitionen in Erneuerbare Energien

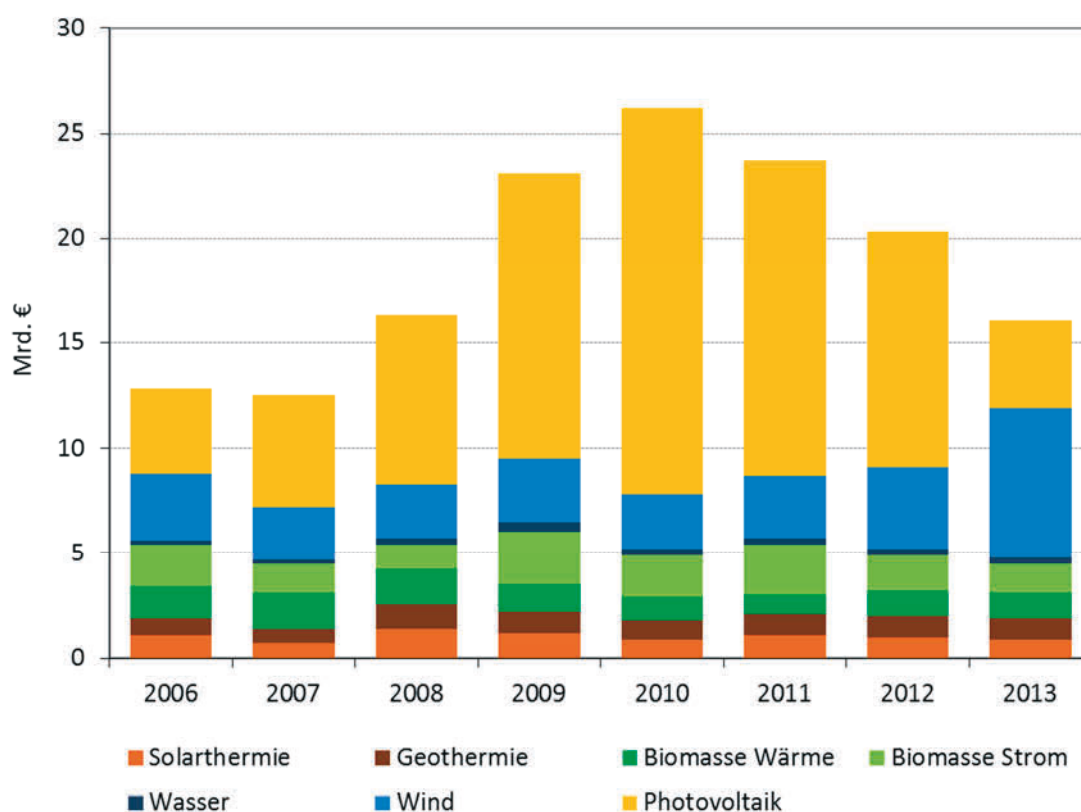
Die Investitionen in Erneuerbare-Energien-Anlagen in Deutschland lagen nach Schätzungen im Jahr 2013 bei einem Volumen von 16,1 Milliarden Euro (siehe Abbildung I.10.1). Die Höhe der Gesamtinvestitionen korrespondiert nicht mit der Entwicklung des Ausbaus. Insbesondere durch deutlich sinkende Preise für Neuanlagen

konnte auch mit geringeren Investitionsvolumina der Ausbaupfad fortgesetzt werden (siehe Kapitel I.1). Anteilig haben 2013 vor allem die Investitionen in Windkraftanlagen zugenommen und die Investitionen in PV-Anlagen übertroffen.

Investitionen in erneuerbare Energien wären ohne die Energiewende-Beschlüsse in ihrer Höhe zuletzt deutlich niedriger ausgefallen. Die in diesem Sinne zusätzlichen Investitionen betragen im Jahr 2013 rund 3,5 Milliarden Euro nachdem sie in den Jahren 2010 bis 2012 zwischen 15,5 und 17,5 Milliarden Euro lagen (GWS, Prognos, EWI 2014). Bei sinkenden Anlagekosten wurden durch die Förderung mittels Einspeisevergütungen vergleichsweise hohe Investitionsrenditen in Aussicht gestellt und somit Investitionsanreize geschaffen.

Investitionen in erneuerbaren Energien sowie auch Investitionen in Energieeffizienzmaßnahmen lösen weitere Investitionen aus. Dazu gehören z. B. Investitionen in die Netzinfrastruktur oder in den Einsatz moderner Informations- und Telekommunikationstechnologien.

Abbildung I.10.1: Investitionen in erneuerbare Energien



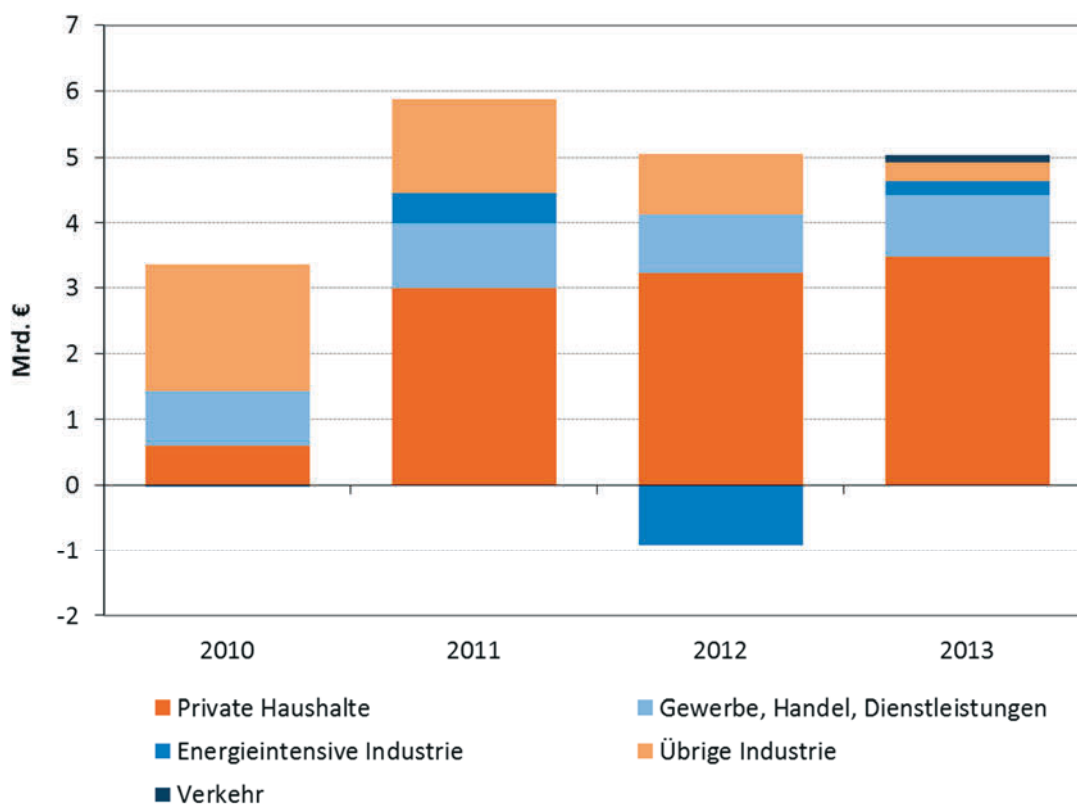
Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie nach Daten des Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung

I.10.1.2. Investitionen in Energieeffizienz

Investitionen in Energieeffizienz werden durch öffentliche Förderungen sowie durch ordnungsrechtliche Maßnahmen vorangetrieben (siehe Kapitel II.3 und Kapitel II.4). Zu den damit ausgelösten Effizienzinvestitionen liegen unterschiedliche Abschätzungen vor. Für den zentralen Bereich der energetischen Gebäudesanierung hat das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) für das Jahr 2013 Investitionen in rund 39 Milliarden Euro bei bestehenden Wohngebäuden und rund 15 Milliarden Euro bei bestehenden Gebäuden des Nichtwohnungsbaus ermittelt (siehe Kapitel I.4).

Die zusätzlichen Effizienzinvestitionen sind weiter gestiegen. Im Zuge der von der Politik eingeführten Effizienzmaßnahmen wurden in den Sektoren der Energienachfrageseite zusätzliche Investitionen getätigt. Abbildung I.10.2 gibt einen Eindruck über die von den Energiewende-Beschlüssen 2010/11 ausgelösten Investitionsimpulse (GWS, Prognos, EWI 2014). Die zusätzlichen Investitionen stiegen 2013 auf ein Volumen von 5 Milliarden Euro. Im Vorjahr 2012 lagen sie noch bei netto 4,1 Milliarden Euro (GWS, Prognos, EWI 2014).

Abbildung I.10.2: Zusätzliche Investitionen der Energienachfrage-Sektoren



Quelle GWS, Prognos, EWI 2014

Die zusätzlichen Investitionen wurden vor allem von den privaten Haushalten getätigt. In den Jahren 2011 bis 2013 haben die Haushalte jährlich rund 3 bis 3,5 Milliarden Euro investiert. Zum angenommenen Vergleichsfall ohne Maßnahmen hat die energieintensive Industrie 2013 zusätzliche Investitionen getätigt. Im Jahr 2012 wurde netto weniger investiert. Im Bereich Gewerbe, Handel und Dienstleistungen wurden weitere zusätzliche Investitionen durchgeführt (GWS, Prognos, EWI 2014).

I.10.2 Außenwirtschaftliche Impulse

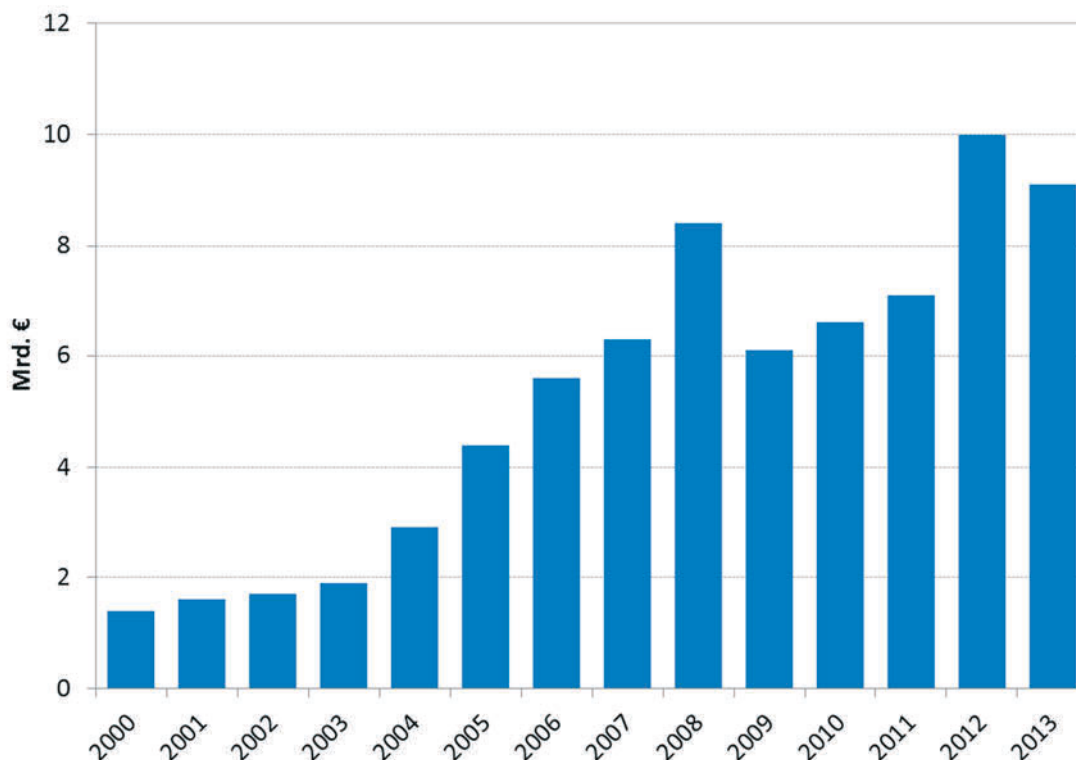
I.10.2.1 Vermiedene fossile Brennstoffe

Der Ausbau der erneuerbaren Energien und die Steigerung der Energieeffizienz tragen in Deutschland zu Einsparungen bei fossilen Primärenergieträgern bei.

Fossile Brennstoffe, die als Energieträger in Deutschland verwendet werden, sind zu großen Teilen importiert. Im Jahr 2013 lag die Nettoimportquote für Erdgas bei 86,8 Prozent, bei Steinkohle bei 87,2 Prozent und bei Mineralöl sogar bei 97,7 Prozent. Eine Ausnahme bildet die Braunkohle, die einen geringen Nettoexportüberschuss aufweist.

Ohne erneuerbare Energien wäre die Importnachfrage nach fossilen Brennstoffen höher ausgefallen. Im Jahr 2013 hat Deutschland fossile Energieträger im Wert von insgesamt 92 Milliarden Euro eingeführt (2012: 93 Milliarden Euro). Der dämpfende Effekt auf die Importnachfrage nach fossilen Brennstoffen betrug im Jahr 2013 rechnerisch brutto 9,1 Milliarden Euro (siehe Abbildung I.10.3). Unter Berücksichtigung biogener Brennstoffimporte lag dieser Wert bei rund 8,2 Milliarden Euro (ISI, DIW, GWS, IZES 2014). Diese Brennstoff-Einsparungen entsprechen unmittelbar geldwertigen Einsparungen der deutschen Volkswirtschaft.

Abbildung I.10.3: Vermiedene Brennstoffkosten durch Erneuerbare Energien



Quelle: ISI, DIW, GWS, IZES 2014

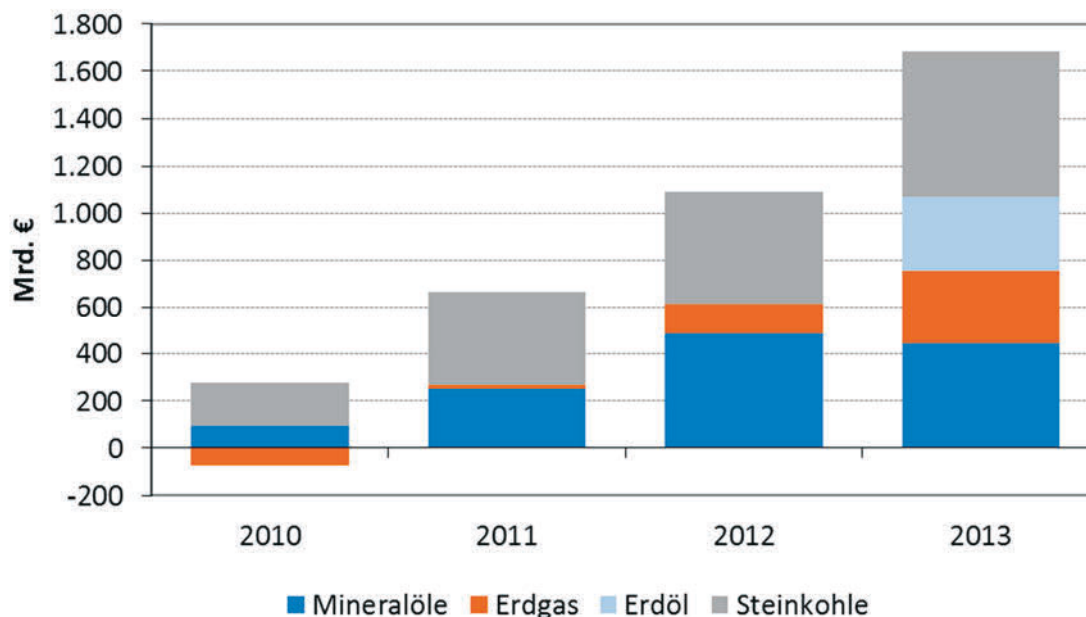
Angaben als Bruttowerte

Ohne Effizienzfortschritte wäre die Importnachfrage nach fossilen Brennstoffen höher ausgefallen. Die Steigerung der Energieeffizienz trug dazu bei, dass die Nachfrage nach fossilen Brennstoffimporten vergleichsweise geringer ausfiel. Im Jahr 2012 konnten – durch die seit 1995 implementierten Effizienzmaßnahmen sowie insbesondere durch die allgemeine technologische Entwicklung – Importe in Höhe von schätzungsweise 26 Milliarden Euro eingespart werden (GWS 2013).

Aufgrund aktueller Energiewende-Maßnahmen hat Deutschland 2013 rund 1,7 Milliarden Euro weniger für fossile Brennstoffe ausgegeben. Die Nettoeffekte der Energiewende-Maßnahmen, die mit dem Energiekonzept 2010 auf den Weg gebracht wurden, lassen sich in einer integrierten Betrachtung untersuchen (GWS, Prognos, EWI 2014). Danach nahmen die Einsparungen bei fossilen Brennstoffen seit 2010 kontinuierlich zu. Die Einsparungen betrafen vor allem Erdöl und Steinkohle (siehe Abbildung I.10.4).

Die Einsparungen von Energieimporten haben die bestehenden Überschüsse in der Handels- und Leistungsbilanz Deutschlands nicht wesentlich verstärkt. Vielmehr sind mit dem Wachstumsimpuls in den Jahren 2010 bis 2012 (siehe Kapitel I.10.3) zusätzliche Importe von jeweils rund 2 bis 3,5 Milliarden Euro nach Deutschland einhergegangen. Die Energiewende hat die gesamtwirtschaftlichen Importe damit im Verhältnis geringfügig erhöht (jeweils 0,2 bis 0,3 Prozent) (GWS, Prognos, EWI 2014).

Abbildung I.10.4: Vermiedene fossile Brennstoffkosten



Quelle: GWS, Prognos, EWI 2014

I.10.2.2 Exporte und Importe moderner Energietechnologien

Mit der Energieforschungspolitik sowie mit der Förderung von erneuerbaren Energien und von Energieeffizienz hat die Bundesregierung Rahmenbedingungen geschaffen, die die Entwicklung und Verbreitung von innovativen Energietechnologien aus Deutschland begünstigt (siehe Kapitel I.9 und Kapitel I.1). Für die Unternehmen eröffnen sich dadurch auch neue Chancen auf den internationalen Märkten.

Deutschland ist seit den 1990er Jahren einer der größten Exporteure von Technologiegütern zur Nutzung von erneuerbaren Energien. Exporte bei Gütern zur Nutzung erneuerbarer Energien hatten im Jahr 2011 ein Volumen von 10,0 Milliarden Euro. Davon waren rund drei Viertel auf die Solarenergie zurückzuführen. Der Anteil der Windenergie lag 2011 bei rund 17 Prozent, der der übrigen erneuerbaren Energieträger, wie Wasserkraft, Wärmepumpen, Biomasse und Biogas, bei rund 9 Prozent. Die Exporte von Erneuerbare-Energien-Gütern sind insgesamt gestiegen. 2002 lagen die Exporte noch bei 3,2 Milliarden Euro. Diesen Exporten standen über die vergangenen Jahre hinweg jeweils Importe im annähernd gleichen Gesamtumfang gegenüber. Rund die Hälfte der Gesamtimporte in Höhe 9,8 Milliarden Euro ging auf Solarzellen und -module zurück. Der Anteil der Windenergie an den Importen lag 2011 bei rund 14 Prozent. Damit wurden im Saldo mehr Windenergiegüter exportiert als importiert (NIW, ISI 2014).

Deutschland exportiert verstärkt auch Energieeffizienz-Güter. Das sind Güter die im Zusammenhang mit Effizienzmaßnahmen im Bereich der rationellen Energieverwendung und -umwandlung verwendet werden. Dazu zählen z. B. energieeffizientere Elektrogeräte oder Dämmstoffe. Im Jahr 2011 entsprach der Wert der Exporte rund 9,8 Milliarden Euro und lag damit auf dem Niveau der Exporte von Erneuerbare-Energien-Gütern. Die Importe im Effizienzbereich lagen bei rund 4,8 Milliarden Euro (NIW, ISI 2014).

I.10.3 Preiseffekte und Wachstumsimpulse

Unterschiedliche Einzelimpulse bestimmen den Energiepreis-Einfluss auf die gesamtwirtschaftliche Entwicklung. Die in den letzten Jahren zu beobachtenden Änderungen der Energiepreise betrafen unter anderem Öl und Gas. Diese werden wesentlich von den internationalen Rohstoffmärkten beeinflusst. (siehe Kapitel I.8). Strompreise werden insbesondere auch durch staatlich bedingte Preisbestandteile beeinflusst. Der Ausbau der erneuerbaren Energien hat durch die Umlagefinanzierung zu steigenden Strompreisen für die Verbrauchergruppen geführt, die nicht von der EEG-Umlage befreit waren. Stromintensive Unternehmen waren dagegen bei Erfüllung bestimmter Voraussetzungen weitgehend von der EEG-Umlage befreit. Hier steht der Energiestandort

Deutschland in einem starken internationalen Wettbewerb mit anderen Standorten, insbesondere den USA. Zugleich hat der Zubau erneuerbarer Energien bei gleichzeitig hohen Bestand an konventionellen Kraftwerken auch im Jahr 2013 zum Trend weiter sinkender Börsenstrompreise beigetragen.

Ohne die Energiewende-Maßnahmen wäre die Inflation geringfügig niedriger. Die Nettobetrachtung der angesprochenen Einzelimpulse zeichnet ein differenziertes Bild (GWS, Prognos, EWI 2014). Die Strompreise lagen im Jahr 2011 zunächst geringfügig höher als im Vergleichsfall ohne Energiewende. In den Jahren 2012 und 2013 stiegen die Kosten insbesondere für die Verbrauchsgruppen, die nicht unter die Ausnahmeregelungen fallen. Verbrauchsgruppen, die ihren Strom zu Großhandelskonditionen beziehen, realisierten in den Jahren 2012 und 2013 netto sinkende Strompreise. In der Summe lag damit das gesamtwirtschaftliche Preisniveau 2013 um 0,29 Prozentpunkte über dem Niveau im Vergleichsfall „ohne Energiewende“. Die ohnehin geringe Inflation lag geringfügig höher als dies ohne die Energiemaßnahmen der Fall gewesen wäre.

Investitionen in erneuerbare Energien haben zuletzt zu einem Netto-Wachstum beigetragen. Neben diesen Preiseffekten waren vor allem die hohen Investitionen in erneuerbare Energien in den Jahren 2010 bis 2012 der dominierende Einflussfaktor (siehe Kapitel I.10.1). Sie haben wesentlich dazu beigetragen, dass das Bruttoinlandsprodukt (BIP) um jährlich mehr als 10 Milliarden Euro höher lag als im Vergleichsfall ohne Energiewende-Maßnahmen. Das BIP lag damit um 0,4 bis 0,6 Prozent höher als im Vergleichsfall. Im Jahr 2013 ging dieser Impuls aufgrund der steigenden Preise und nachlassenden Investitionen in erneuerbare Energien auf zusätzliche 4 Milliarden Euro (0,2 Prozent des BIP) zurück (GWS, Prognos, EWI 2014).

Fiskalische Aspekte der Energiewende

Ausgaben der Energiewende werden im Energie- und Klimafonds (EKF) transparent abgebildet. Der EKF ist ein vom Bundeshaushalt rechtlich und wirtschaftlich getrenntes Sondervermögen. Alle Einnahmen und Ausgaben des Sondervermögens sind in einem jährlich aufzustellenden Wirtschaftsplan veranschlagt (BMF 2014). Durch die Einrichtung des EKF als Sondervermögen wird für die notwendige Transparenz und Verlässlichkeit der Energiewende- und Klimaschutzprogramme gesorgt. Der EKF ist für die klare Formulierung von Ausgaben für die Energiewende und den Klimaschutz von Vorteil. Zudem erleichtert er die Erfüllung der Vorgaben der EU-Emissionshandelsrichtlinie über die Verwendung der Einnahmen aus dem CO₂-Zertifikatehandel. Nach den Beschlüssen der Bundesregierung zur beschleunigten Energiewende vom Juni 2011 liegen die Ausgabenschwerpunkte bei der CO₂-Gebäudesanierung, der Weiterentwicklung der Elektromobilität, dem Klima- und Umweltschutz sowie der Weiterentwicklung der erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz.

Die Entlastung des EKF im Jahr 2013 erfolgte durch die KfW. Dies wurde durch einen Substitutionsvertrag zwischen dem Bund und der KfW ermöglicht. Im Ergebnis substituierte die KfW 264,1 Millionen Euro. Dies führte zu einer deutlichen Entlastung des EKF im Jahr 2013. Nachdem die ursprünglichen Einnahmen des Fonds von den Kernkraftwerksbetreibern entfallen sind, fließen dem EKF seit 2012 alle Einnahmen des Bundes aus der Versteigerung von CO₂-Emissionszertifikaten abzüglich der Kosten für die Deutsche Emissionshandelsstelle zu.

Der EKF erhält 2014 zusätzlich zu den CO₂-Emissionszertifikaterlösen eine Zuweisung aus dem Bundeshaushalt. Diese Zuweisung erfolgt auf Basis des Haushaltsgesetzes 2014. Im Hinblick auf die schwache Einnahmewicklung bei den Erlösen aus dem CO₂-Zertifikatehandel geht es darum, den notwendigen Finanzierungsbedarf zu decken. Eine Reduzierung von Versteigerungsmengen der CO₂-Emissionszertifikate durch ein sog. „Backloading“ seit dem Frühjahr 2014 hat bislang noch nicht zu einem nachhaltigen Preisanstieg geführt. Daher hat sich die Bundesregierung - unter Berücksichtigung des Erfordernisses der Stabilisierung der Finanzierungssituation des EKF - entschlossen, die Möglichkeit eines Bundeszuschusses an den Fonds zu etablieren.

Ab dem Jahr 2015 kann der EKF aufgrund einer geplanten Gesetzesänderung einen Bundeszuschuss nach Maßgabe des jeweiligen Haushaltsgesetzes erhalten.

Weitere Maßnahmen zur Umsetzung der Energiewende werden aus dem Bundeshaushalt finanziert (siehe Tabelle I.10.1). Die für energiebezogene Aufgaben veranschlagten Ausgabetitel des BMWi, BMEL, BMVI, BMUB BMBF und des EKF (ohne Ausgaben für Kernenergie und Steinkohlhilfen) sind in Dateiform auf den Internetseiten des Monitoring-Prozesses zugänglich.

Tabelle I.10.1: Ausgaben für energiebezogene Aufgaben aus dem Bundeshaushalt*

Einzelplan	Ressort	2012 Ist	2013 Ist	2014 Soll	2015 RegE
Millionen Euro					
09	BMWi	1.519	1.316	1.386	1.152
10	BMEL	74	79	90	90
12	BMVI	69	58	65	61
16	BMUB	341	339	506	501
30	BMBF	766	783	813	780
60	EKF (BMF)	317	875	1.605	1.681

*Enthält auch Titel mit anderen Schwerpunkten, z. B. Klimaschutz.

Mit den Ausgaben werden in den Ressorts Aufgaben wie beispielsweise Maßnahmen zur Förderung erneuerbarer Energien, zur Steigerung der Energieeffizienz sowie das CO₂-Gebäudesanierungsprogramm und Forschungs- und Entwicklungsvorhaben unterstützt.

Die Maßnahmen der Energiewende können perspektivisch mittelbare Auswirkungen auf das Energie- bzw. Stromsteueraufkommen haben. Darüber hinaus können weitere mittelbare Auswirkungen auftreten, in dem Maße wie von der Energiewende Impulse für Wachstum und Beschäftigung ausgehen (siehe Kapitel I.10).

Die im Rahmen der Energiewende angestrebten Verbesserungen bei der Energieeffizienz könnten sich auf die absoluten in Deutschland zu versteuernden Mengen an Energieerzeugnissen und Strommengen auswirken. Da die Energie- und die Stromsteuer mengenbezogen erhoben werden, hätte ein Rückgang der insgesamt zu versteuernden Mengen an Energieerzeugnissen und Strommengen auch einen Rückgang des Steueraufkommens aus der Energiesteuer und der Stromsteuer zur Folge. Bei der Stromsteuer ist darüber hinaus zu berücksichtigen, dass bestimmte Erzeugungsformen, die nach geltendem Recht steuerfrei sind (z. B. bestimmte dezentrale Erzeugungsformen in kleineren Anlagen), im Rahmen der Energiewende weiter ausgebaut werden sollen, mit der Folge, dass sich entsprechende Anteile am Gesamtstromverbrauch verstärkt von der vollen Besteuerung in die Steuerbefreiung verschieben könnten.

Eine ähnliche Entwicklung ist im Kraftstoffbereich möglich, beispielsweise durch einen erfolgreichen Markthochlauf der Elektromobilität. Aber auch eine anderweitige Substitution von energetisch hoch besteuerten Kraftstoffen durch energetisch niedriger besteuerte Kraftstoffe (z. B. Substitution von Ottokraftstoff durch Erdgaskraftstoff oder Autogas) wird - bei gleichbleibendem (und natürlich erst recht bei sinkendem) energetischen Gesamtkraftstoffbedarf - vorhersehbar zu Steuerausfällen führen.

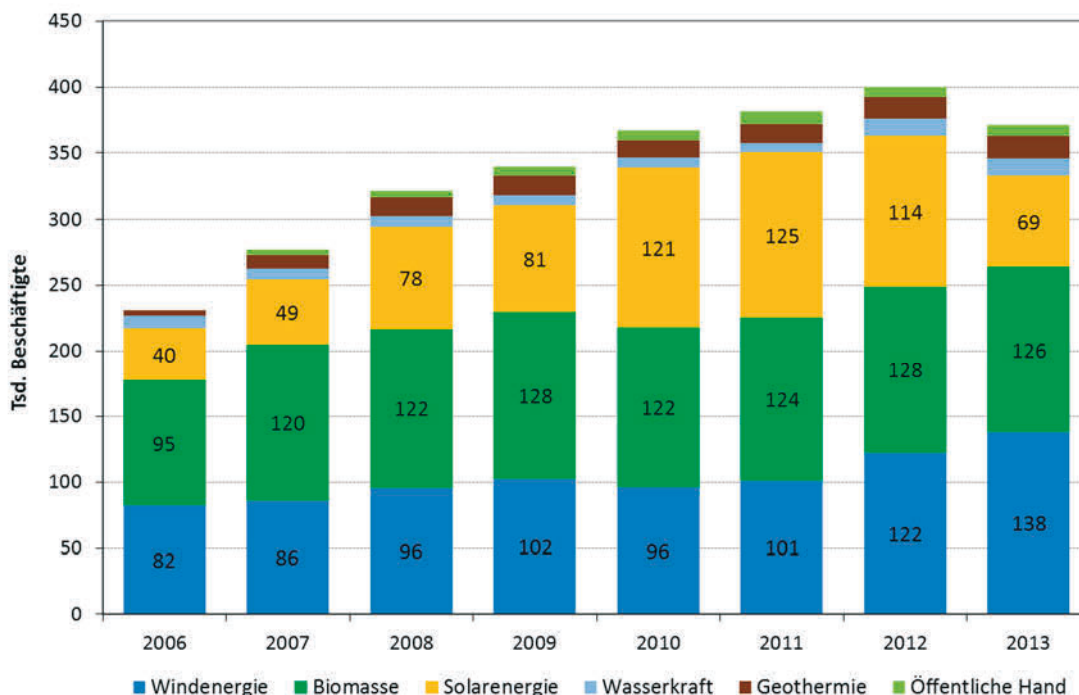
Insoweit sind auch Wechselwirkungen zwischen fiskalischen und energiepolitischen Zielen möglich und eine regelmäßige Beobachtung sowie nähere Untersuchung der steuerlichen und der energiepolitischen Auswirkungen notwendig. Die Bundesregierung hatte diese Problematik bereits in der letzten Legislaturperiode in ihrer Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie adressiert und damit eine nähere Untersuchung dieser Effekte in die Wege geleitet.

I.10.4 Beschäftigungseffekte

Der Ausbau erneuerbarer Energien und die Investitionen in Energieeffizienz entfalten Beschäftigungswirkungen über eine zunehmende Nachfrage nach Waren und Dienstleistungen.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien bot 2013 rund 371.400 Personen Beschäftigung (Bruttobetrachtung). Davon können 261.500 Arbeitsplätze auf das Erneuerbare-Energien-Gesetz zurückgeführt werden (GWS, DLR, DIW, Prognos 2014). In diesen Berechnungen, die die Strom-, Wärme- und Biokraftstoffherzeugung einbeziehen, sind neben der Energieerzeugung auch Liefer- und Leistungsverflechtungen berücksichtigt (siehe Abbildung I.10.5). Gegenüber dem Vorjahr 2012 mit knapp 400.000 Personen ist dies ein Rückgang des Beschäftigungsniveaus. Dieser Rückgang ist wesentlich auf den Konsolidierungsprozess in der Photovoltaik-Branche zurückzuführen.

Abbildung I.10.5: Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien



Quelle: GWS, DLR, DIW, Prognos 2014

In den einzelnen Bereichen der erneuerbaren Energien zeigten sich zuletzt unterschiedliche Entwicklungen. Die Zahl der Beschäftigten im Bereich Solarenergie ging von 113.900 auf rund 68.500 im Jahr 2013 zurück. Demgegenüber konnte in der Windbranche ein Zuwachs der Beschäftigung auf rund 137.800 Personen verzeichnet werden. Im Vorjahr waren dies noch 121.800 Personen. Bei der Biomasse lag die Beschäftigung mit rund 126.400 Personen annähernd auf dem Vorjahrsniveau (127.500 Personen).

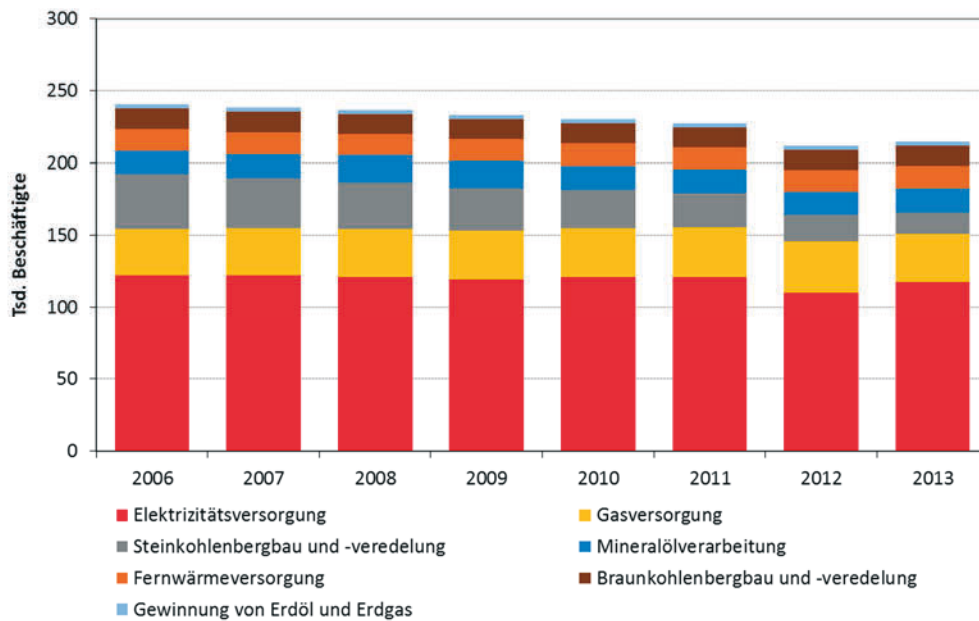
Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz leisten wichtige Impulse für die Beschäftigung. Das zeigt u. a. eine Studie von GWS 2013 zu den Beschäftigungseffekten aufgrund von Effizienzfortschritten und den Einsparmaßnahmen entsprechend dem Zweiten Nationalen Energieeffizienz-Aktionsplan.

Die amtliche Beschäftigtenstatistik bildet die Beschäftigung in der konventionellen Energiewirtschaft ab. In den Unternehmen im konventionellen Bereich waren im Jahr 2013 rund 215.000 Personen direkt beschäftigt. In den Zahlen zur Elektrizitätsversorgung (siehe Abbildung I.10.6) sind zu einem geringen Anteil auch Personen erfasst, die im Bereich der erneuerbaren Energien beschäftigt sind. Dies betrifft beispielsweise Personen in Unternehmen mit einer Stromerzeugung aus erneuerbaren und konventionellen Quellen.

Rund 820.000 Personen sind in der übergreifenden Querschnittsbranche Energiewirtschaft beschäftigt. Der Energiesektor in der Definition des Statistischen Bundesamtes umfasst einzelne Wirtschaftszweige, jedoch nicht die vor- und nachgelagerten Bereiche. Weitere Branchen mit energiewirtschaftlichem Bezug, wie u. a. der Maschinenbau, werden gemäß ihres wirtschaftlichen Schwerpunktes nicht der Energiewirtschaft zugerechnet. Daher ist von einer höheren Anzahl der Beschäftigten im Energiesektor auszugehen. In einer Studie von Prognos 2014 wurde die Energiewirtschaft als eine weitergefasste Querschnittsbranche verstanden. Sie wurde dabei mittels der amtlichen Statistik erfasst und auf Basis eigener Definitionen abgegrenzt. Nach Zahlen aus dem Jahr 2011 waren danach im Energiesektor rund 820.000 Personen beschäftigt. Dieser Beschäftigungsstand hat sich in den Jahren 2012 und 2013 gehalten. Ein so abgegrenzter Energiesektor umfasst rund 2,4 Prozent der Gesamtbeschäftigung (BMWi auf Basis von Prognos 2014).

Strukturelle Veränderung und Netto-Beschäftigungseffekte sind zu beachten. Beschäftigungsimpulse durch erneuerbare Energien und Energieeffizienz gehen einher mit strukturellen Veränderungen, die auch die Beschäftigung in anderen Bereichen mitbeeinflussen. Eine genaue Quantifizierung der Netto-Beschäftigungseffekte erfordert Modellrechnungen mit einer Vielzahl von Annahmen.

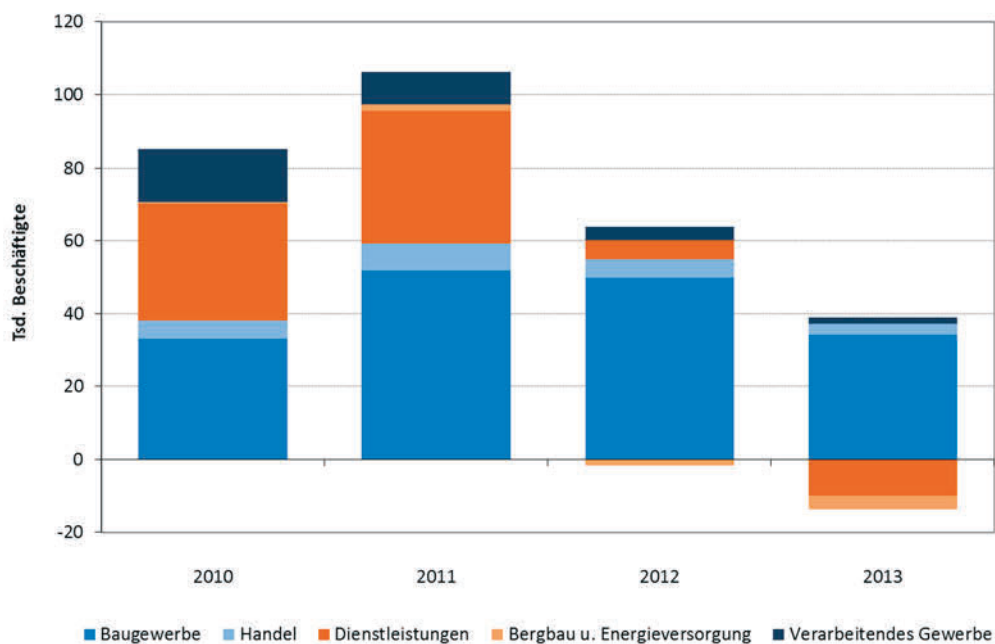
Abbildung I.10.6: Beschäftigte in der konventionellen Energiewirtschaft



Quelle: Statistisches Bundesamt

Die Netto-Beschäftigungseffekte in den Jahren 2010 bis 2012 sind deutlich positiv. Dazu werden die Maßnahmen seit den Energiewendeentscheidungen von 2010/11 betrachtet. Steigende Preise und Löhne und ein Rückgang der Investitionsdynamik trugen dazu bei, dass die Beschäftigungseffekte im Zeitablauf geringer wurden. Bis zum Jahr 2011 wurden gesamtwirtschaftlich rund 100.000 zusätzliche Arbeitsplätze in den verschiedenen Sektoren aufgebaut. Die Beschäftigung lag um 0,29 Prozent höher als zu der Vergleichssituation ohne Energiewende-Maßnahmen. Im Jahr 2013 lag dieser Nettoimpuls bei 25.000 zusätzlich Beschäftigten (GWS, Prognos, EWI 2014).

Abbildung I.10.7: Nettobeschäftigungseffekte durch die Energiewende



Quelle: GWS, Prognos, EWI 2014

Der Nettobeschäftigungszuwachs konzentrierte sich insbesondere auf das Baugewerbe. Unter den getroffenen Annahmen hat auch bei den Dienstleistungen die Beschäftigung zunächst netto zugenommen. Im Jahr 2013 lag der Beschäftigungsstand unter dem Stand des Vergleichsfalls ohne Energiewende-Maßnahmen. Beide Effekte sind im Verhältnis zur Größe des Sektors als gering einzuschätzen. Auch im Bereich Bergbau und Energieversorgung lag der Beschäftigungsstand etwas unter dem Stand des Vergleichsfalls. Handel und Verarbeitendes Gewerbe zeigten dagegen leicht positive Nettoeffekte (GWS, Prognos, EWI 2014).

Weitere Wirkungen müssen mitgedacht werden. Die hier vorrangig verwendete Nettoanalyse beruht auf konservativen Annahmen zur zeitlichen Wirkungsdauer der gesamtwirtschaftlichen Impulse aus der Energiewende. So werden beispielsweise die Investitionskosten des gegenwärtigen Ausbaus von erneuerbaren Energien und von Effizienzmaßnahmen unmittelbar erfasst. Die mit den Investitionen verbundenen Impulse wie Einsparungen beim Energieverbrauch und bei fossilen Brennstoffen können langfristig ihre Wirkung entfalten. Sie werden im Rahmen dieser Nettoanalyse nur bis zum Zeitpunkt 2020 jedoch nicht darüber hinaus erfasst (siehe Kapitel III.6). Gleiches gilt für Maßnahmen und deren Wirkungen, die bereits vor dem hier angelegten Zeitpunkt 2010 auf den Weg gebracht wurden.

Die Energiewende unterstützt die positive Beschäftigungsentwicklung und den Wachstumspfad der deutschen Volkswirtschaft. Dieses Ergebnis lässt sich bereits in den genannten Annahmen der Nettoanalyse festhalten.

Teil II – Zielarchitektur und Ziele des Energiekonzepts

Der zweite Teil des Fortschrittsberichts geht über das bisherige, jährliche Monitoring der Energiewende hinaus. Er richtet den Blick in die Zukunft und enthält eine Einschätzung, ob und inwieweit die Ziele des Energiekonzepts mittel- bis langfristig erreicht werden. Sofern die Zielerreichung unwahrscheinlich ist, diskutiert Teil II, welche neuen Maßnahmen ergriffen werden können, um die Ziele zu erreichen.

Teil II führt eine neue Zielarchitektur zum Umbau der Energieversorgung ein (Kapitel II.1). Diese wurde von der Bundesregierung auf Basis der Empfehlungen der Experten-Kommission zu den beiden ersten Monitoring-Berichten entwickelt. Die neue Zielarchitektur priorisiert und strukturiert die Ziele des Energiekonzepts. Sie eröffnet damit die Möglichkeit für eine flexible und kostengünstige Erfüllung der Ziele. Damit können Ziele auf der Maßnahmenebene so optimiert werden, dass die Ziele auf der übergeordneten Ebene eingehalten werden.

Im Einzelnen geht Teil II auf folgende Themenbereiche ein:

- Erneuerbare Energien (Kapitel II.2)
- Energieverbrauch und Energieeffizienz (Kapitel II.3)
- Energetische Gebäudesanierung und energieeffizientes Bauen (Kapitel II.4)
- Verkehr (Kapitel II.5)
- Treibhausgasemissionen (Kapitel II.6)

II.1 Ziele des Energiekonzepts

Mit der Energiewende beschreitet die Bundesregierung den Weg in eine sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Zukunft der Energieversorgung. Das Energiekonzept der Bundesregierung und die Beschlüsse des Bundestages bilden dafür den Kompass.

Das Energiepolitische Zieldreieck bleibt Richtschnur der Energiepolitik. Bei der Umsetzung der Energiewende will die Bundesregierung Bezahlbarkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit miteinander in Einklang bringen und die wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands sichern.

Das Energiekonzept stellt über 20 quantitative Zielgrößen nebeneinander. Diese weisen einen unterschiedlichen Detaillierungsgrad auf und sind auf unterschiedlichen Ebenen angesiedelt. Die Ziele reichen von politischen Festlegungen (z. B. Ausstieg aus der Kernenergie bis 2022), über Zielgrößen für die Energieversorgung insgesamt (z. B. Senkung des Primärenergieverbrauchs) bis hin zu Zielsetzungen für verschiedene Bereiche.

Der Fortschrittsbericht strukturiert und priorisiert diese Ziele. Auf Basis der Empfehlung der Experten-Kommission formuliert die Bundesregierung eine Zielarchitektur.

Die Zielarchitektur unterscheidet zwischen verschiedenen Ziel- und Steuerungsebenen. Sie klärt, wie die zahlreichen Einzelziele zusammenwirken, und unterscheidet die verschiedenen Zielebenen. Die genannten Leitkriterien für die Optimierung der Ziele auf der Maßnahmenebene eröffnen die Möglichkeit für flexible und kostengünstige Lösungen, um die übergeordneten Ziele zu erreichen.

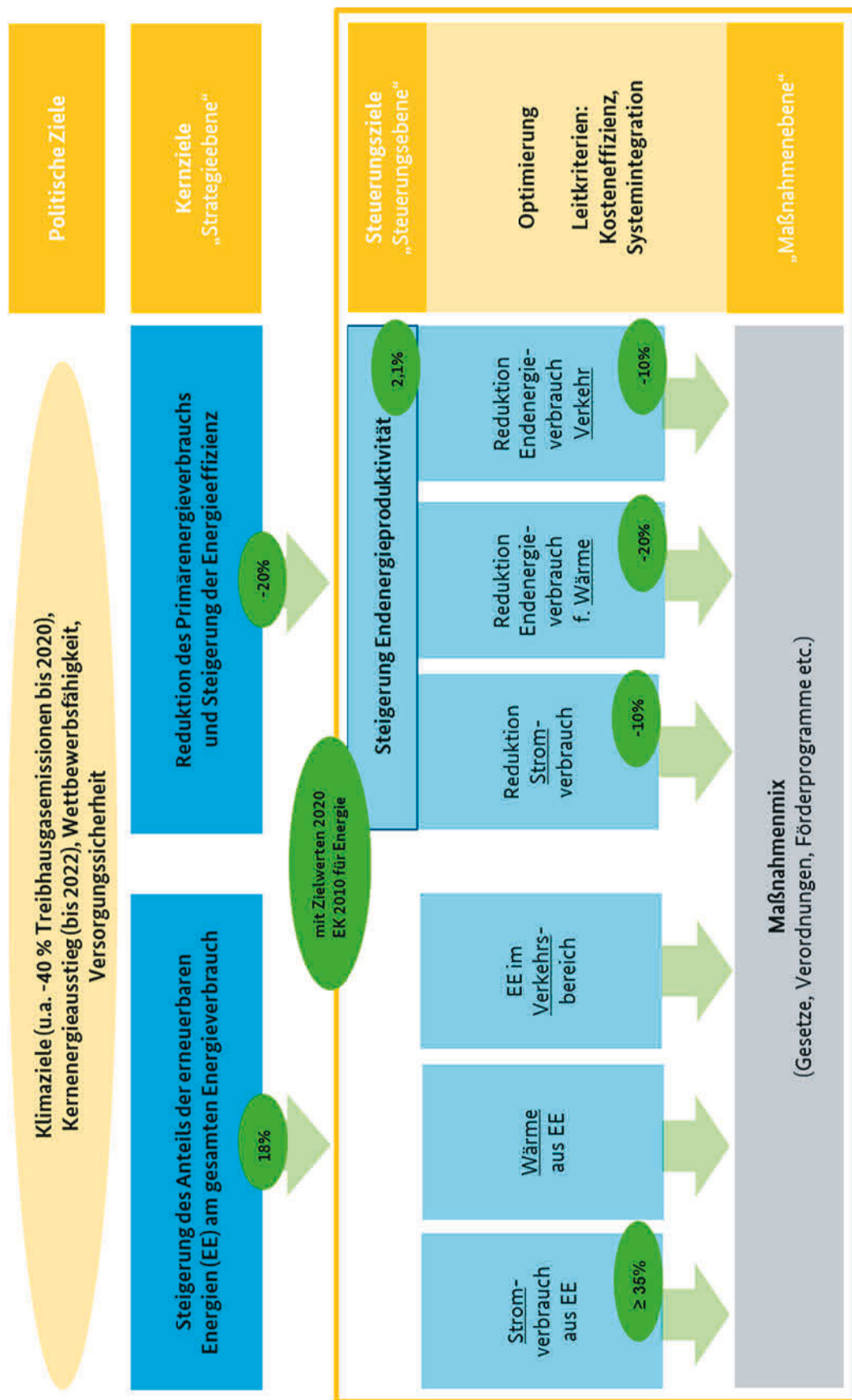
Die politischen Ziele bilden den Rahmen. Klimaschutz, der Ausstieg aus der Kernenergie, Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit bilden den politischen Rahmen für den Umbau der Energieversorgung.

Die Kernziele sind die zentralen Strategien, mit denen die Energiewende vorangebracht werden soll. Entsprechend dem Energiekonzept der Bundesregierung umfassen die Kernziele den Ausbau erneuerbarer Energien sowie die Senkung des Primärenergieverbrauchs bzw. Steigerung der Energieeffizienz.

Die Steuerungsziele konkretisieren die Kernziele für die verschiedenen Handlungsfelder. Diese umfassen die Bereiche Strom, Wärme und Verkehr. Diese Steuerungsziele sollen durch verschiedene Maßnahmen erreicht werden.

Um die übergeordneten Ziele zu erreichen, sind die Wege zu wählen, die zu kostengünstigen Lösungen und einer optimalen Systemintegration führen. Das sind die Leitkriterien für die Optimierung der verschiedenen Ziele. Kostengünstige Lösungen schaffen die Voraussetzung, um die Bezahlbarkeit von Energie für die Verbraucherinnen und Verbraucher zu erhalten. Hierauf wird die Bundesregierung weiterhin achten.

Abbildung: Strukturierung der Ziele des Energiekonzepts



II.1.1 Politische Ziele

Die politischen Ziele bilden den Handlungsrahmen für die Umsetzung der Energiewende.

Klimaschutz

Ein ambitionierter Klimaschutz bleibt entscheidender Treiber für den Umbau der Energieversorgung. Für Deutschland gelten im nationalen, europäischen und internationalen Zusammenhang ambitionierte Treibhausgas-minderungsziele. Das internationale Treibhausgas-minderungsziel nach dem Kyoto-Protokoll beträgt 21 Prozent bis 2012 gegenüber 1990. Dieses Ziel hat Deutschland mit minus 26 Prozent im Jahr 2012 weit übertroffen.

Das europäische Klimaziel geht über das Jahr 2012 hinaus. Es beträgt für das Jahr 2020 20 Prozent und für das Jahr 2030 mindestens 40 Prozent EU-interner Treibhausgas-minderung gegenüber dem Stand von 1990. Deutschland hat sich in diesem Zusammenhang ein nationales Klimaziel von mindestens 40 Prozent bis zum Jahr 2020 und 80 bis 95 Prozent bis zum Jahr 2050 gegenüber dem Stand von 1990 gesetzt. Die Bundesregierung hält an diesen nationalen Zielen fest.

Der Europäische Emissionshandel ist das zentrale Instrument für den Klimaschutz in Europa. Er bildet zugleich einen wichtigen Baustein für die Umsetzung der Energiewende in Deutschland. Mit der beabsichtigten Reform soll der europäische Emissionshandel in seiner Funktion gestärkt werden.

Ausstieg aus der Kernenergie

Deutschland steigt aus der Kernenergie aus. Nach der Katastrophe von Fukushima wurde ein Atomausstieg in mehreren Stufen beschlossen. Die acht ältesten Kernkraftwerke wurden vom Netz genommen (einschließlich jener Kernkraftwerke, die zu diesem Zeitpunkt nicht in Betrieb waren), die neun verbleibenden werden bis 2022 schrittweise abgeschaltet.

Wettbewerbsfähigkeit

Eine wirtschaftlich vernünftige Umsetzung der Energiewende trägt maßgeblich dazu bei, die Akzeptanz der Bevölkerung zu erhalten und die Wettbewerbsfähigkeit unseres Landes zu stärken. Die Energiewende fordert auch finanzielle Anstrengungen von privaten Verbrauchern und Unternehmen, insbesondere mit Blick auf die Energiekosten. Sie bietet aber auch die Chance auf eine wirtschaftlich effiziente und bezahlbare Energieversorgung der Zukunft und kann zum Impulsgeber für Innovationen, Wachstum und Beschäftigung werden. Hoch effiziente Kraftwerke, Spitzentechnologie in der Windkraft, die IT-basierte Steuerung einer komplexen Stromversorgung, Smart Grid und Smart Meter, moderne Übertragungstechnologien und Speicher – all das sind Technologien und Fähigkeiten, die weltweit für eine moderne Energieversorgung nachgefragt werden. Neue Geschäftsmodelle, etwa für Lastmanagement und Energieeffizienz, sind damit verbunden. Mit der Energiewende ist Deutschland auf dem Weg, als erste große Industrienation die Wende zu einem hoch effizienten, erneuerbaren Energiesystem zu vollziehen. Entscheidend kommt es darauf an, dass zu jedem Zeitpunkt die Versorgungssicherheit gewährleistet ist und es bei bezahlbaren Energiepreisen bleibt. Das ist wichtig, damit die Umsetzung nicht zu Nachteilen für energieintensive und im internationalen Wettbewerb stehende Industrien und die privaten Haushalte führt. Deshalb war es wichtig, in einem ersten Schritt mit der Reform des EEG die Kostendynamik bei der EEG-Umlage zu brechen. Insgesamt verlangt der Umbau unserer Energieversorgung Planungs- und Investitionssicherheit für die Unternehmen und Kosteneffizienz bei der Umsetzung der Energiewende. Versorgungssicherheit und die Entwicklung der Energiepreise sind zentrale Herausforderungen für die Wettbewerbsfähigkeit des Industriestandortes Deutschland.

Versorgungssicherheit

Die jederzeit sichere und verlässliche Versorgung mit Energie ist für eine moderne Industriegesellschaft unverzichtbar. Mit dem Umbau der Energieversorgung auf erneuerbare Energieträger gehen neue Herausforderungen einher. Dazu gehört beispielsweise die fluktuierende Stromerzeugung aus Wind und Sonne. Gleichzeitig liegen im Umbau der Energieversorgung aber auch Chancen. So kann mit Effizienzmaßnahmen bei Gebäuden, im Gewerbe und bei Privathaushalten die Abhängigkeit von Energieimporten vermindert werden. Bei einer grenzüberschreitenden Zusammenarbeit im europäischen Binnenmarkt müssen im Strombereich insgesamt weniger Erzeugungskapazitäten vorgehalten werden, als dies bei einer rein nationalen Herangehensweise der Fall wäre. Werden diese neuen Möglichkeiten genutzt, eröffnen sich neue Geschäftsfelder und Marktchancen und Kosten können gesenkt werden.

II.1.2 Kernziele

Erneuerbare Energien und Energieeffizienz sind die beiden Säulen der Energiewende. Dies liegt auch auf der Linie der Beschlüsse des Europäischen Rats der Staats- und Regierungschefs für das europäische Energie- und Klimapakete für 2030.

Beiden Kernzielen werden Steuerungsziele aus den einzelnen Bereichen zugeordnet. Beim Kernziel der erneuerbaren Energien sind dies der jeweilige Anteil der Erneuerbaren im Verkehrsbereich, am Wärmebedarf sowie am Stromverbrauch. Beim Kernziel der Energieeffizienz sind dies die Reduktion des Stromverbrauchs, die Reduktion des Endenergieverbrauchs für Wärme im Gebäudebereich, die Reduktion des Endenergieverbrauchs im Verkehrsbereich sowie – aus diesen Zielen abgeleitet - die Steigerung der Endenergieproduktivität insgesamt.

Maßgeblich sind die Steuerungsziele. Auf der Ebene der Einzelziele und Maßnahmen wird optimiert. Das eröffnet die Möglichkeit für eine flexible und kosteneffiziente Umsetzung, welche die übergeordneten Ziele erfüllt. Kosteneffizienz und die Frage der Systemintegration sind Richtschnur für die Optimierung auf der Maßnahmenebene. Diese zwei Leitkriterien sollen gewährleisten, dass die Energiepreise bezahlbar bleiben und die verschiedenen Handlungsfelder optimal miteinander verzahnt werden.

II.2 Erneuerbare Energien

Die Reform des EEG 2014 macht das EEG zukunftsfähig. Am 1. August 2014 trat die grundlegende Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2014) in Kraft.

Vier zentrale Elemente haben die Reform bestimmt:

1. Durch den gesetzlich verankerten Ausbaukorridor wird der Ausbau erneuerbarer Energien zielgenauer gesteuert. Dies schafft Planungssicherheit auch für die konventionelle Stromversorgung und die Entwicklung des Strommarktes. Danach sollen die erneuerbaren Energie im Jahre 2025 einen Anteil von 40 bis 45 Prozent an der Stromerzeugung erreichen.
2. Die Kosten des weiteren Ausbaus sollen gesenkt werden, indem Deutschland in erster Linie auf die kostengünstigen Technologien Wind und Solar setzt. Die Kostendynamik der vergangenen Jahre wird damit gedämpft, Überförderungen werden abgebaut. Allerdings wirken sich wegen der langfristig garantierten Vergütung die höheren Förderkosten der Vergangenheit auch in Zukunft auf die Umlage aus.
3. Erneuerbare Energien werden besser in den Strommarkt integriert. Betreiber von größeren Anlagen kümmern sich zukünftig um die Prognose und Vermarktung ihres Stromes (verpflichtende Direktvermarktung).
4. Durch die teilweise Einbeziehung des Eigenverbrauchs in die EEG-Umlage werden die Förderkosten auf mehr Schultern verteilt. Gleichzeitig wird durch die weiter entwickelte Besondere Ausgleichsregelung sichergestellt, dass die stromintensive Industrie auch zukünftig zu wettbewerbsfähigen Bedingungen am Standort Deutschland produzieren kann. So werden industrielle Wertschöpfung und Arbeitsplätze in Deutschland erhalten.

Künftig soll die Höhe der Förderung wettbewerblich über Ausschreibungen ermittelt werden. Die Fördersätze werden dann nicht mehr in einem administrativen Verfahren festgelegt, sondern im Wettbewerb ermittelt. Damit erwartet die Bundesregierung Potenziale zur Kostensenkung beim Ausbau der erneuerbaren Energien zu erschließen. Die Umsetzung erfolgt mit der nächsten EEG-Novelle.

Eine Pilotausschreibung für Photovoltaikanlagen auf Freiflächen wird vorbereitet. Die Verordnung dazu wird voraussichtlich zum Jahreswechsel 2014/2015 in Kraft treten.

II.2.1 Maßnahmen im Strombereich

Das EEG ist mit der Reform 2014 zukunftsfähig gemacht worden. Die Reform ist zum 1. August 2014 in Kraft getreten. Die vorausgehende Gesetzesfassung EEG 2012 wurde im Zusammenhang mit der Reform 2014 durch mehrere wissenschaftliche Vorhaben umfassend evaluiert (ZSW et al. 2014). Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie hat die Ergebnisse veröffentlicht (BMWi 2014f).

II.2.2 Ausblick

Die grundlegende Reform des EEG 2014 soll die Voraussetzung für die Erreichung der Ausbauziele schaffen. Die Ausbauziele des EEG 2014 sind erreichbar. Zu diesem Schluss kommt eine Untersuchung des Ausbaus erneuerbarer Energien in GWS, Prognos, EWI 2014.

Künftig soll die Höhe der Förderung wettbewerblich über Ausschreibungen ermittelt werden. Das EEG 2014 bereitet den Weg für die Umstellung der Förderung für erneuerbare Energien auf Ausschreibungen. Die Fördersätze werden dann nicht mehr in einem administrativen Verfahren (Bundesverwaltung und Parlament) festgelegt, sondern im Wettbewerb ermittelt. Damit soll eine kostengünstige Förderung der Erneuerbaren erreicht und auch der Ausbaukorridor verlässlich eingehalten werden.

Ein Pilotausschreibung für Photovoltaikanlagen auf Freiflächen bereitet die Umstellung des Fördersystems vor. Um erste Erfahrungen mit den Ausschreibungen zu sammeln, wird zunächst im Bereich der Photovoltaik-Freiflächenanlagen im Jahre 2015 und 2016 eine Pilotausschreibung stattfinden. Das EEG 2014 enthält hierfür eine entsprechende Verordnungsermächtigung. Die Verordnung dazu wird voraussichtlich zum Jahreswechsel in Kraft treten, so dass die ersten Ausschreibungsrunden bereits im ersten Halbjahr 2015 von der Bundesnetzagentur durchgeführt werden können. In einem Erfahrungsbericht werden die Ergebnisse bewertet.

Die konkrete Umsetzung dieser Punkte erfolgt im Laufe des Jahres 2016 mit der nächsten EEG-Novelle.

II.2.3 Die grundlegende Reform des EEG 2014

Ausbau der erneuerbaren Energien auf eine tragfähige neue Grundlage gestellt. Die Reform schafft die Bedingungen, um das Wachstum der erneuerbaren Energien besser mit dem Gesamtsystem zu verknüpfen. Für den zukünftigen Ausbau werden die Förderkosten gesenkt. Die im internationalen Wettbewerb stehenden energieintensiven Unternehmen werden bei der Umlage entlastet. Mit Blick auf das europäische Wettbewerbsrecht gewährleistet das neue EEG ab 1. Januar 2015 Rechtssicherheit für Anlagenbetreiber, energieintensive Unternehmen und Schienenbahnen. Damit wurden wesentliche Grundsteine gelegt, um die Energiewende zum Erfolg zu führen. Ausführliche Informationen finden sich in der Gesetzesbegründung zum Gesetz (BMWi 2014g).

II.2.3.1 Verlässlicher Ausbaukorridor

Das neue EEG schafft eine verlässliche Planungsgrundlage. Durch den gesetzlich verankerten Ausbaukorridor wird erstmals der Ausbau erneuerbarer Energien gesteuert. Bislang sah das EEG, abgesehen von der Photovoltaik, keine jährliche Steuerung des Zubaus neuer Anlagen vor. Für eine erfolgreiche Markteinführung dieser Technologien war dies der richtige Ansatz. Die festgelegten Ausbaukorridore ergeben einen anspruchsvollen Ausbaupfad für erneuerbare Energien. Gleichzeitig eröffnet der Ausbaukorridor eine optimale Integration der fluktuierenden Energieträger Wind und Sonne in die Stromversorgung. Mit der Novelle des EEG soll der Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch bis zum Jahr 2025 auf 40 bis 45 Prozent und bis zum Jahr 2035 auf 55 und 60 Prozent des Stromverbrauchs planbar erhöht werden (siehe Abbildung I.1.6).

Das EEG 2014 gibt verbindliche Ausbaupfade vor. Dies schafft Planungssicherheit für die konventionelle Stromversorgung, den Ausbau der Stromnetze und die Entwicklung des Strommarktes. Jährlich sollen neue Windenergieanlagen an Land mit einer Leistung von je 2.500 Megawatt (netto) und Photovoltaikanlagen (brutto) zugebaut werden. Für den Ausbau der Windenergie auf See sind insgesamt 6.500 Megawatt bis 2020 vorgesehen. Bei der Biomasse sollen jährlich 100 Megawatt neue Leistung zugebaut werden (brutto). Die Bioenergie sehen wir als eine wichtige Flexibilitätsoption, damit wir Verbrauch und Erzeugung jederzeit synchronisieren können. Sie ist speicherbar und flexibel und kann somit fluktuierende Energieformen wie Wind und Sonne ausgleichen. Die Steuerung des Ausbaus für Windenergie an Land, Photovoltaik und Biomasse erfolgt durch ein System des „atmenden Deckels“. Werden mehr neue Anlagen gebaut als vorgesehen, sinken automatisch die Fördersätze für weitere Anlagen. Bei der Windenergie auf See gibt es einen festen Mengendeckel. Netzanschlüsse für neue Meeres-Windparks werden so vergeben, dass bis 2020 insgesamt 6.500 Megawatt Leistung installiert werden.

II.2.3.2 Verpflichtende Direktvermarktung, Marktprämie

Erneuerbare Energien werden wie konventionelle Anlagen in den Strommarkt integriert. Die Direktvermarktung verbessert die Marktintegration der erneuerbaren Energien. Die Einführung des optionalen Marktprämienmodells (EEG 2012) hat sichtbare Erfolge bei der Marktintegration der erneuerbaren Energien hervorgebracht. Durch die obligatorische Einführung der Direktvermarktung soll diese Integration noch weiter verbessert werden. Für den Umstieg auf eine hauptsächlich auf erneuerbaren Energien basierende Stromversorgung ist dies nicht zuletzt vor dem Hintergrund der europaweiten Liberalisierung des Stromsektors eine wichtige Voraussetzung.

Erneuerbare Energien werden direkt am Markt verkauft. Durch das EEG 2014 müssen die Betreiber neuer Anlagen für erneuerbare Energien oder hierauf spezialisierte Direktvermarkter künftig ihren Strom selbst am Markt verkaufen. Als Förderung erhalten sie eine Marktprämie. Diese gleicht die Differenz zwischen der Einspeisevergütung und dem durchschnittlichen Börsenstrompreis aus. So sind die Anlagenbetreiber am erfolgreichsten, die am besten auf die Marktsignale reagieren. Ist der Strompreis an der Börse stark negativ, setzt die Marktprämie effektiv Anreize, die Anlagen abzuschalten. Dies begrenzt die Förderkosten. Zugleich ist dies auch ein wichtiges Signal an die Nachbarstaaten, die mit wachsendem Anteil der Erneuerbaren in Deutschland immer häufiger ungeplant zum Abnehmer des nicht benötigten Stroms wurden.

Die Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung erfolgt schrittweise. Damit wird auch den Betreibern von mittelgroßen Anlagen ermöglicht, sich darauf einzustellen. Kleinere Anlagen können auch weiterhin die feste Einspeisevergütung in Anspruch nehmen.

II.2.3.3 Wegfall des Grünstromprivilegs

Das Grünstromprivileg wurde mit Wirkung zum 1. August 2014 aufgehoben. Gründe hierfür lagen in der sinkenden Bedeutung bei gleichzeitig steigender Kostenbelastung und den europarechtlichen Bedenken gegenüber dieser Form der Förderung.

II.2.3.4 Ausschreibungen als neues Förderinstrument

Die Fördersätze werden nicht mehr wie bisher in einem administrativen Verfahren festgelegt, sondern im Wettbewerb ermittelt werden. Die Vergütungssätze wurden bislang administrativ auf Basis wissenschaftlicher Empfehlungen festgesetzt. Dies führte in der Vergangenheit teilweise zu Überförderungen. So konnten beispielsweise bei der Photovoltaik die Vergütung nicht schnell genug an die sinkenden Kosten der Anlagen angepasst werden. Ausschreibungen bieten dagegen die Chance, dass Anlagenbetreiber nur so viel an Förderung erhalten, wie sie tatsächlich für einen wirtschaftlichen Betrieb ihrer Anlage benötigen. Das Ausschreibungsmodell soll so ausgestaltet werden, dass die Finanzierungs- und Bieterrisiken für die Bewerber gering bleiben. Ziel ist es, die Kosteneffizienz des Systems deutlich zu erhöhen.

Künftig soll die Höhe der Förderung wettbewerblich über Ausschreibungen ermittelt werden. Mit dem EEG 2014 wird ein Weg eröffnet, die Förderhöhe der Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien marktwirtschaftlich zu ermitteln. Damit wird der Ausbau, was die Höhe der Förderung beträgt, kostengünstiger. Bei positiven Erfahrungen mit der Pilotausschreibung soll spätestens 2017 die Förderhöhe der erneuerbaren Energien technologieübergreifend durch Ausschreibungen ermittelt werden. Dabei soll das Ausschreibungsdesign so sein, dass die bestehende Akteursvielfalt – ein Erfolgsmodell des bisherigen Ausbaus – erhalten bleibt.

II.2.3.5 Finanzielle Förderung der einzelnen Sparten

Deutschland setzt auf die kostengünstigen Technologien Wind und Solar. Anlagen, die mit Wind an Land und Sonne betrieben werden, tragen mit jeweils 2 500 Megawatt den Hauptanteil des weiteren Ausbaus der erneuerbaren Energien. Sie benötigen mit 8,9 Cent/kWh (Wind an Land) bzw. 10,5 Cent/kWh (Photovoltaik) im Durchschnitt die niedrigsten Förderkosten. Mit der eingebauten Degression sinken die Fördersätze weiter.

Der Zubau der Biomasse wird auf 100 Megawatt pro Jahr begrenzt. In den vergangenen fünf Jahren wurden im Schnitt jährlich rund 350 Megawatt an Biomasse-Anlagen zugebaut. Durch die Streichung der einsatzstoffbezogenen Vergütung wird die Förderung auf kostengünstige Substrate konzentriert. So werden die Kosten des weiteren Ausbaus der Biomasse begrenzt, die als eine relativ teure Technologien gilt und deren Kostensenkungspotenziale schwer zu erschließen sind.

Der Ausbau von Windenergieanlagen auf See soll im Jahre 2020 bei 6,5 Gigawatt liegen. Die feste Mengensteuerung wird dabei über das Netzanschlussregime sichergestellt.

II.2.3.6 Besondere Ausgleichsregelung

Die Neuregelung der Besonderen Ausgleichsregelung erhält die Wettbewerbsfähigkeit der stromintensiven Industrie. Die Besondere Ausgleichsregelung wurde im Einklang mit den grundlegenden neuen Vorgaben der Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien der EU-Kommission neu ausgestaltet. In Zukunft begünstigt sie nur die Unternehmen, die im intensiven internationalen Wettbewerb stehen. Künftig müssen die betroffenen Unternehmen nachweisen, dass sie einer bestimmten strom- oder handelsintensiven Branche angehören. Ohne die Entlastung bei der Umlage wären energieintensive Unternehmen aus diesen Branchen nicht mehr international wettbewerbsfähig.

Je nach Branche muss ein bestimmter Anteil der Stromkosten an der Bruttowertschöpfung nachgewiesen werden. Um unter die Besondere Ausgleichsregelung zu fallen, müssen zudem alle Unternehmen ein Energie- oder Umweltmanagementsystem oder ein alternatives System zur Verbesserung der Energieeffizienz betreiben. Nur in diesen Fällen wird die EEG-Umlage auf 15 Prozent (derzeit ca. 0,94 Cent/kWh) begrenzt, wobei jedes Unternehmen für die erste verbrauchte Gigawattstunde die volle Umlage zahlt.

Der zu zahlende Betrag wird von zwei Seiten „gedeckelt“. Einerseits darf er einen bestimmten Anteil der Bruttowertschöpfung des Unternehmens nicht überschreiten. Andererseits gilt eine Mindestumlage von 0,05 Cent/kWh für Unternehmen der Nichteisenmetallbranche wie beispielsweise Kupfer- und Aluminiumhütten und von 0,1 Cent/kWh für alle übrigen Unternehmen.

Die reformierte Besondere Ausgleichsregelung ist ein tragfähiges Gerüst. Sie verteilt die Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien angemessen zwischen energieintensiver Industrie auf der einen Seite und Gewerbe, Handwerk, Dienstleistungsunternehmen sowie den privaten Haushalten auf der anderen Seite. Die Besondere Ausgleichsregelung sichert somit Arbeitsplätze und Wertschöpfung in Deutschland. Sie trägt wesentlich dazu bei, dass die energieintensive Industrie international wettbewerbsfähig bleibt.

II.2.3.7 Eigenversorgung mit Strom

Neue Eigenversorgungsanlagen werden an der EEG-Umlage beteiligt. Betreiber von Erzeugungsanlage, die ihren erzeugten Strom selbst verbrauchen, mussten bis zum Inkrafttreten des EEG 2014 keine EEG-Umlage zahlen. Bei der Einführung des EEG im Jahr 2000 hatte dieser sogenannte Selbstverbrauch noch keine große Bedeutung für die Verteilung der Förderkosten gespielt. Im Jahr 2014 summierte sich das Nichteinbeziehen des Eigenstromverbrauchs auf etwa 2 Milliarden Euro. Eigenerzeuger hatten dadurch einen erheblichen finanziellen Vorteil gegenüber Verbrauchern, die ihre Energie extern von Energieversorgern beziehen. Oft ergab sich die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen nur daraus, dass sie sich nicht an der Finanzierung der erneuerbaren Energien und des Stromnetzes beteiligten, ohne dass dem ein entsprechender volkswirtschaftliche Vorteil gegenüber stand. Dieser finanzielle Anreiz zur Ausweitung der Eigenversorgung (zuletzt vor allem in den Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen) war unter Verteilungsgesichtspunkten als auch unter gesamtwirtschaftlichen Gesichtspunkten nicht sinnvoll.

Die Eigenversorgung aus Neuanlagen wird in Zukunft im Grundsatz einheitlich an den Kosten für den Ausbau der erneuerbaren Energien beteiligt. Der Umlagesatz für erneuerbare Energien- und hoch-effiziente KWK-Anlagen wird dabei gleitend eingeführt. Der Stromverbrauch bis Ende 2015 wird mit 30 Prozent der EEG-Umlage belastet. Im Jahr 2016 steigt der Anteil auf 35 Prozent und ab dem Jahre 2017 beträgt der Umlagesatz auch für diese Anlagen 40 Prozent. Bestandsanlagen, die bereits in der Vergangenheit zur Eigenversorgung genutzt wurden, bleiben von der Umlage befreit.

Damit ist die Regelung zur Eigenversorgung im EEG 2014 insgesamt ausgewogen. Die ungleiche Förderung wird abgebaut und es wird verhindert, dass die Finanzierungsgrundlage der EEG-Umlage weiter schrumpft. Ansonsten müssten immer weniger Verbraucher eine immer höhere Umlage tragen. Zugleich bleibt die Wirtschaftlichkeit der Bestandsanlagen erhalten. Auch mit der Umlage auf den Eigenverbrauch bleiben neue Eigenversorgungsanlagen in den meisten Fällen wirtschaftlich.

II.3 Energieverbrauch und Energieeffizienz

Deutschland hat bei der Energieeffizienz schon Vieles erreicht. Bereits heute ist eine Entkopplung des Energieverbrauchs vom Wirtschaftswachstum festzustellen.

Das Ziel, den Primärenergieverbrauch bis 2020 um 20 Prozent gegenüber 2008 zu verringern, lässt sich nur mit zusätzlichen Maßnahmen erreichen. Unter Berücksichtigung der tatsächlichen Entwicklung von 2008 bis 2013 kann von einer Verringerung des Primärenergieverbrauchs um etwa 7,2 bis 10,1 Prozent bis 2020 im Vergleich zum Basisjahr 2008 ausgegangen werden. Das Ziel würde ohne zusätzliche Maßnahmen also um 9,9 bis 12,8 Prozentpunkte verfehlt werden.

Der Nationale Aktionsplan Energieeffizienz trägt wesentlich zur Erreichung des 2020 gesetzten Zieles bei. Die Bundesregierung hat mit dem Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) die bisher bestehenden Instrumente und Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz weiterentwickelt und ergänzt. Durch die im NAPE enthaltenen Maßnahmen können voraussichtlich insgesamt 390 bis 460 PJ bis 2020 eingespart werden (ohne Maßnahmen im Verkehrssektor). Damit ist bereits ein großer Schritt zur Zielerreichung getan – darüber hinaus besteht aber in verschiedenen Bereichen noch Handlungsbedarf.

Der NAPE wirkt kurz-, mittel- und langfristig. Er enthält sowohl Sofortmaßnahmen, die unmittelbar umgesetzt werden, als auch weitergehende Maßnahmen, die im Laufe der Legislaturperiode weiter konkretisiert werden. Darüber hinaus benennt der NAPE langfristig wirksame Arbeitsprozesse für die restliche Legislaturperiode, um eine kontinuierliche Weiterentwicklung des Instrumentenmix sicherzustellen.

Zu den zentralen Sofortmaßnahmen des NAPE zählen

- die Einführung neuer wettbewerblicher Ausschreibungen für Energieeffizienz,
- die Erhöhung des Fördervolumens für die Gebäudesanierung und die Einführung einer von Bund und Ländern getragenen steuerlichen Förderung von Effizienzmaßnahmen im Gebäudesektor. Zur Umsetzung wird die Bundesregierung kurzfristig Gespräche mit den Ländern führen, mit dem Ziel, spätestens Ende Februar 2015 eine finale Entscheidung zu treffen.
- die Schaffung von Energieeffizienznetzwerken gemeinsam mit der Industrie und Gewerbe.

Das zweite Standbein des Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz sind die weiterführenden Arbeitsprozesse für die 18. Legislaturperiode. Der NAPE definiert im Wesentlichen sektorübergreifende Effizienzmaßnahmen, die allen Akteuren zugutekommen. Mit den drei Eckpfeilern des NAPE

1. die Energieeffizienz im Gebäudebereich voranbringen,
2. die Energieeffizienz als Rendite- und Geschäftsmodell etablieren und
3. die Eigenverantwortlichkeit für Energieeffizienz erhöhen,

beschreitet die Bundesregierung einen neuen Weg in der Energieeffizienzpolitik.

Mit den Maßnahmen des NAPE wird es der Bundesregierung gelingen, einen maßgeblichen Beitrag für die Ziele zur Steigerung der Energieeffizienz als auch zur Erreichung des Klimaschutzzieles zu leisten.

Die Steigerung der Energieeffizienz ist neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien die zweite Säule der Energiewende. Eine höhere Energieeffizienz senkt nicht nur die Energiekosten der privaten Haushalte und der Unternehmen. Sie trägt auch zur Steigerung der Versorgungssicherheit und zum Erreichen der Klimaziele bei. Um der Energieeffizienz neuen Schub zu geben und diesem entscheidenden Thema mehr Aufmerksamkeit zu verleihen, beschließt die Bundesregierung einen Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) (BMWi 2014b). Der NAPE führt Instrumente und Verantwortungen der Energieeffizienz zusammen (siehe Kapitel II.3.3). Die Gebäudesanierung nimmt eine herausragende Rolle bei der Umsetzung der Energiewende und der Erreichung der Effizienzziele ein (siehe Kapitel II.4)

II.3.1 Breiter Maßnahmenmix zur Steigerung der Energieeffizienz

Mit einem breiten Maßnahmen-Mix wird die Energieeffizienz gesteigert. Dazu gehören insbesondere Anreize, Standards, Kennzeichnung und qualitativ hochwertige, unabhängige Beratungsangebote. Wo möglich werden marktwirtschaftliche Lösungen angestrebt.

Zahlreiche Maßnahmen wurden zur Energieeffizienzsteigerung eingeführt und an aktuelle Entwicklungen angepasst. Dazu zählen:

- Ordnungspolitische Standards (z. B. Novellierung der Energieeinsparverordnung),

- steuerliche Regelungen (z. B. Neuregelung des sogenannten „Spitzenausgleichs“ im Energiesteuer- und im Stromsteuergesetz zum 1. Januar 2013),
- Fördermaßnahmen (z. B. Förderprogramme der KfW)
- sowie Angebote zur Information und Beratung (z. B. die Vor-Ort-Energieberatung für Wohngebäudebesitzer, das Energieberatungsangebot der Verbraucherzentralen, die Initiative Energieeffizienz, die Stromsparinitiative und spezifische Beratungs- und Unterstützungsangebote für einkommensschwache Haushalte).

Die Bundesregierung sensibilisiert Unternehmen für das Thema Energieeffizienz. Eine qualitativ hochwertige Beratung ist der Schlüssel für eine erfolgreiche Effizienzstrategie. Mit Projekten wie der Klimaschutzpartnerschaft mit Industrie- und Handelskammern und dem Rationalisierungs- und Innovationszentrum der Deutschen Wirtschaft wird diese hochwertige Beratung in Sachen Energieeffizienz gewährleistet.

II.3.1.1 EU-Energieeffizienzrichtlinie

Die EU-Energieeffizienzrichtlinie ist ein wesentliches Instrument zur Erreichung der europäischen Effizienz-Ziele. Die Europäische Union hat sich zum Ziel gesetzt, den EU-Primärenergieverbrauch bis 2020 um 20 Prozent zu senken. Ein gemeinsamer Rahmen zur Förderung der Energieeffizienz in der Europäischen Union ist für die Zielerreichung unverzichtbar. Mit der EU-Energieeffizienzrichtlinie (EED) vom Dezember 2012 wurden sektorübergreifende Regelungen zur Steigerung der Energieeffizienz auf europäischer Ebene beschlossen. In der EU-Energieeffizienzrichtlinie wird unter anderem die Festlegung eines indikativen Effizienzziels von den Mitgliedstaaten gefordert, welches die Bundesregierung im Juni 2013 an die Kommission gemeldet hat. Die Mitgliedstaaten sind verpflichtet, zwischen 2014 und 2020 eine Energieeinsparverpflichtung für Energieunternehmen in Höhe von 1,5 Prozent pro Jahr einzuführen. Als Alternative können andere Maßnahmen mit einer gleichwertigen Wirkung umgesetzt werden. Es gibt eine Vielzahl an weiteren Regelungen zur Steigerung der Energieeffizienz, wie etwa eine Sanierungspflicht für Regierungsgebäude oder Anforderungen an eine bessere und transparentere Information der Verbraucher. Ein Gesetz, das große Unternehmen entsprechend den Vorgaben aus der Energieeffizienzrichtlinie zur Durchführung periodischer Energieaudits verpflichtet, soll 2015 in Kraft treten.

In Zusammenarbeit mit den Bundesländern wird ein „Einspar-Monitoring“ durchgeführt. Die Richtlinie lässt es zu, dass laufende und konkrete künftige politische Maßnahmen des Bundes und der Länder auf die Einsparverpflichtung angerechnet werden können, wenn sie zu nachweisbaren Endenergieeinsparungen führen. Um die wichtigsten anrechenbaren Einsparmaßnahmen in den Ländern zu quantifizieren, wird in Zusammenarbeit mit den Bundesländern ein sogenanntes „Einspar-Monitoring“ durchgeführt. Die Bundesregierung hat in zwei Meldungen an die Kommission Maßnahmen benannt, die auf die Verpflichtung angerechnet werden können. Die verbleibende Lücke wird mit den Maßnahmen des Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz (NAPE) geschlossen.

II.3.1.2 Ökodesign-Richtlinie und Energieverbrauchskennzeichnungs-Richtlinie

Europäische Instrumente erhöhen die Energieeffizienz von Produkten. Ein koordiniertes Zusammenwirken der europäischen Instrumente Ökodesign-Richtlinie und Energieverbrauchskennzeichnungs-Richtlinie setzt Anreize zur Steigerung der Energieeffizienz bei Produkten (sog. EU-Top-Runner-Strategie). Während die Ökodesign-Richtlinie Mindestanforderungen für einen niedrigen Energieverbrauch setzt, wird durch die bekannten farbigen Effizienzskaalen der Energieverbrauch der Produkte für die Verbraucher sichtbar gemacht. Mit dieser Vergleichsmöglichkeit wird auch der Wettbewerb zwischen den Herstellern um die Entwicklung energieeffizienter Produkte gestärkt. Bei den beiden Richtlinien handelt es sich um eingeführte Instrumente, die einen erheblichen Beitrag zu Stromeinsparung in Deutschland leisten. Der Stromverbrauch kann allein durch diese beiden Richtlinien bis zum Jahr 2020 um ca. 33 TWh jährlich gegenüber 2008 sinken (Öko-Institut 2013). Das entspricht rund drei Viertel der absehbaren Stromeinsparungen bzw. ca. 6,3 Prozent des Stromverbrauchs im Jahr 2008.

II.3.1.3 Energieeffiziente Beschaffung

Hohe Energieeffizienz im Rahmen öffentlicher Aufträge. Mit der vierten Änderung der Verordnung über die Vergabe öffentlicher Aufträge (Vergabeverordnung) wurde – ausschließlich für Vergaben im Oberschwellenbereich – eine Regelung zur angemessenen Berücksichtigung der Energieeffizienz bei der Beschaffung von Produkten, Dienstleistungen und Bauleistungen mit hoher Energieeffizienz eingeführt. Der öffentlichen Hand

kann bei der Vergabe öffentlicher Aufträge eine Vorbildfunktion zukommen. Dabei ist jedoch der haushaltsrechtliche Wirtschaftlichkeitsgrundsatz (§ 6 Haushaltsgrundsätzegesetz, § 7 Bundeshaushaltsordnung) zu berücksichtigen. Sofern energieverbrauchsrelevante Leistungen ausgeschrieben werden, sollen unter Berücksichtigung des vorgenannten Wirtschaftlichkeitsgrundsatzes höchste Anforderungen an deren Energieeffizienz gestellt werden. Die Vergabeverordnung umfasst unterschiedliche Muss- und Soll-Vorschriften. Neben Angaben des Energieverbrauchs sind vom Bieter jeweils – in geeigneten Fällen - die Ergebnisse einer Lebenszykluskostenrechnung aufzuführen. Die Energieeffizienz ist im Rahmen der Ermittlung des wirtschaftlichsten Angebots nach § 97 Abs. 5 des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) angemessen als Zuschlagskriterium zu berücksichtigen. Für die Beschaffung von Straßenfahrzeugen wird ein konkretes Verfahren zur Berechnung des Energieverbrauchs sowie der Emissionen vorgegeben.

Darüber hinaus bestehen für öffentliche Beschaffungen unter der Prämisse der Einhaltung des Wirtschaftlichkeitsgrundsatzes stehende Zielvorgaben zur Energieeffizienz. Das Maßnahmenprogramm Nachhaltigkeit der Bundesregierung vom 6. Dezember 2010 formuliert unter dieser Voraussetzung einzelne Zielvorgaben für Beschaffungen durch Bundesbehörden, u. a. auch solche mit Bezug zur Energieeffizienz. Zudem wurde eine Kompetenzstelle für nachhaltige Beschaffung eingerichtet.

II.3.1.4 Energie- und Strombesteuerung

Der Spitzenausgleich (SPA) wurde neu geregelt. Mit dem Energiesteuer- (EnergieStG) und dem Stromsteuergesetz (StromStG) werden u. a. die Vorgaben der EU-Energiesteuerrichtlinie 2003/96/EG umgesetzt. Mit dem Gesetz zur Änderung des Energiesteuer- und des Stromsteuergesetzes sowie zur Änderung des Luftverkehrssteuergesetzes vom 5. Dezember 2012, das am 1. Januar 2013 in Kraft getreten ist, wurde der sog. Spitzenausgleich neu geregelt. Die Neuregelung ist auf zehn Jahre angelegt. Durch den Spitzenausgleich können Unternehmen des Produzierenden Gewerbes zur Sicherung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit von der Energie- und der Stromsteuer über einen tragbaren Selbstbehalt hinaus auf Antrag nachträglich entlastet werden. Das Gesetz wird durch die Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und der deutschen Wirtschaft zur Steigerung der Energieeffizienz vom 1. August 2012 flankiert.

Die Gewährung des Spitzenausgleichs ist an eine Verringerung der Energieintensität geknüpft. Seit dem Jahr 2013 wird der Spitzenausgleich nur noch gewährt, wenn die den Spitzenausgleich beantragenden Unternehmen einen Beitrag zur Steigerung der Energieeffizienz leisten. Energie- bzw. Umweltmanagementsysteme helfen den Unternehmen dabei, ihre Effizienzpotenziale zu ermitteln. Darüber hinaus wird der Spitzenausgleich für die Antragsjahre ab 2015 nur noch gewährt, wenn sich die Energieintensität des Produzierenden Gewerbes insgesamt um einen gesetzlich festgelegten jährlichen Zielwert verringert, was durch ein unabhängiges wissenschaftliches Institut zu überprüfen ist. Dieser Zielwert wurde für die Bezugsjahre 2013 bis 2015 auf 1,3 Prozent pro Jahr festgelegt. Danach soll die jährliche Reduzierung der Energieintensität bei 1,35 Prozent pro Jahr liegen, wobei die Zielwerte für die Bezugsjahre 2017 bis 2020 im Rahmen einer Evaluation im Jahr 2017 überprüft werden sollen. Wird der Zielwert nicht erreicht, erhalten die Unternehmen in dem betreffenden Antragsjahr bei einer Zielerreichung von mindestens 92 Prozent bzw. 96 Prozent eine reduzierte Steuerentlastung von 60 Prozent bzw. 80 Prozent des vollen Entlastungsbetrags.

II.3.1.5 Stärkung des Marktes für Energiedienstleistungen

Energieeinsparziele sollen durch wirtschaftliche und angemessene Maßnahmen erreicht werden. Der Markt für Energiedienstleistungen setzt sich aus vielen verschiedenen Marktsegmenten (z. B. Contracting, Energieaudits/Energieberatungen, Energiemanagement, Gebäudesanierungen, Mess- und Zählerdienstleistungen) und Anbietern (z. B. Energieunternehmen, Ingenieur- und Architekturbüros, Handwerker) zusammen. Er ist durch einen regen Wettbewerb gekennzeichnet. Das Gesetz über Energiedienstleistungen und andere Energieeffizienzmaßnahmen richtet sich vornehmlich an Anbieter von Energieeffizienzmaßnahmen und Energieunternehmen. Mit diesem Gesetz wurde 2010 die europäische Energiedienstleistungsrichtlinie (2006/32/EG) umgesetzt und u. a. die Entwicklung des Marktes für Energiedienstleistungen weiter gestärkt. Es zielt darauf ab, dass die durch die Energiedienstleistungsrichtlinie vorgegebenen Energieeinsparziele durch wirtschaftliche und angemessene Maßnahmen erreicht werden. Die durch das Gesetz eingerichtete Bundesstelle für Energieeffizienz (BfEE) beobachtet und analysiert u. a. den Energiedienstleistungsmarkt und macht Vorschläge zu dessen Weiterentwicklung. Sie führt eine Anbieterliste, die den Endkunden Transparenz über die für sie verfügbaren Angebote ermöglichen soll. Derzeit wird an einer Überarbeitung des Gesetzes gearbeitet, um es an die Vorgaben aus der unten genannten europäischen Energieeffizienzrichtlinie (2012/27/EU) anzupassen.

Der Markt für Energiedienstleistungen wird weiterentwickelt. Contracting, Energieaudits/Energieberatungen und Energiemanagement sowie die sonstigen Energiedienstleistungen stellen einen großen, aktiven und weiterhin wachsenden Energiedienstleistungsmarkt dar. Der deutsche Markt zeichnet sich durch die Vielzahl von Unternehmen, die aus Energieeffizienzdienstleistungen Geschäftsmodelle entwickelt haben, aus. Hinsichtlich des gesamten Volumens des Energiedienstleistungsmarkts gehen viele Studien von einem beträchtlichen Wachstumspotenzial aus. Dieses Potenzial zu heben, ist das Ziel der Maßnahmen.

II.3.1.6 Förderung hocheffizienter Querschnittstechnologien

Ineffiziente Anlagen werden durch effizientere Anlagen ersetzt. Das Programm zur Förderung hocheffizienter Querschnittstechnologien fördert den Ersatz ineffizienter alter Anlagen wie Elektromotoren, Pumpen, Druckluftsysteme etc. durch hocheffiziente Anlagen. Auf diese Technologien entfällt ein hoher Anteil des Stromverbrauchs, hier wirksame Innovationen und Effizienzsteigerungen haben deshalb eine hohe Breitenwirkung. Zum Anderen wird auch die Optimierung von Systemen, in die diese Querschnittstechnologien eingebunden sind, gefördert. Das Programm wurde zum Oktober 2012 gestartet und zum Januar 2014 aktualisiert. Mit der Evaluation des Programms wurde zusätzlich die Förderung der Umstellung von Beleuchtungssystemen auf LED-Technik im Rahmen der Einzelmaßnahmen aufgenommen und das förderfähige Mindest-Investitionsvolumen auf 2.000 Euro verringert.

Förderprogramme des Bundesumweltministeriums sparen ebenfalls CO₂-Emissionen ein. Im Mini-KWK-Programm werden Mini-BHKW einschließlich Brennstoffzellen mit einer Leistung bis 20 kW gefördert. Sie sparen je nach Größenklasse mindestens 15 bzw. 20 Prozent Primärenergie gegenüber der getrennten Erzeugung von Strom und Wärme ein und reduzieren die CO₂-Emissionen um ca. 40 Prozent. Das Förderprogramm für Kälte- und Klimaanlageanlagen in Unternehmen generiert eine Stromeinsparung von mindestens 35 Prozent. Zudem enthält es Anreize für den Einsatz natürlicher Kältemittel. Dadurch werden neben einer CO₂-Einsparung von mindestens 40 Prozent auch direkte Emissionen von F-Gasen gesenkt.

II.3.1.7 Weitere Förderprogramme zur Steigerung der Energieeffizienz in Industrie und Gewerbe

Der Einsatz von Energiemanagementsystemen wird gefördert. Im August 2013 startete das Programm zur Förderung von Energiemanagementsystemen. Unternehmen können entweder einen Zuschuss für eine Erstzertifizierung eines Energiemanagementsystems oder eines Energiecontrollings beantragen. Daneben gibt es noch die Möglichkeit, Zuschüsse für den Erwerb von Messtechnik und Software für Energiemanagementsysteme zu beantragen.

Energieeffiziente und klimaschonende Produktionsprozesse werden gefördert. Ein weiteres Programm zur Steigerung der Energieeffizienz ist die Förderung von energieeffizienten und klimaschonenden Produktionsprozessen. Unternehmen des Produzierenden Gewerbes können einen Zuschuss für investive Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz in gewerblichen und industriellen Produktionsprozessen erhalten. Gefördert werden insbesondere Verfahrensumstellungen auf energieeffiziente Technologien.

Die Mittelstandsinitiative Energiewende unterstützt den Mittelstand bei der Verbesserung der Energieeffizienz. Darüber hinaus startete zum Jahresbeginn 2013 die Mittelstandsinitiative Energiewende, die den deutschen Mittelstand bei der Umsetzung der Energiewende unterstützt. Ziel ist es, mittelständische Betriebe zu befähigen, ihre Energieeinsparpotenziale zu erkennen und zu heben.

II.3.1.8 Energieberatung Mittelstand

Energieeffizienzpotenziale in kleinen und mittleren Unternehmen (KMU) werden mit der Energieberatung Mittelstand erschlossen. KMU und freiberuflich Tätige erhalten die Möglichkeit, durch eine fachkundige, unabhängige Beratung Informationsdefizite abzubauen und Energieeinsparpotenziale im eigenen Unternehmen aufzudecken und zu realisieren. Gefördert werden bis Ende des Jahres 2014 je Antragsteller eine Initialberatung (Hinweise auf mögliche Energieeinsparpotenziale für alle Bereiche des Unternehmens) und eine Detailberatung (Analyse und konkretes Konzept für Effizienzmaßnahmen). Unternehmen mit Energiekosten unter 5.000 Euro erhalten keine Förderung.

Das Programm stößt auf positive Resonanz. Eine Studie zur Evaluierung dieser Förderung (IREES, ISI 2014) hat ergeben, dass über die Beratungen in den geförderten Unternehmen eine Vielzahl von Energieeffizienzmaßnahmen angestoßen wurde. Die Evaluation zeigt eine gute Akzeptanz und ein gutes Image des Programms. Die Berater haben beträchtliche Energiesparpotenziale aufgedeckt und in allen Technik- und Managementbereichen

geeignete Maßnahmen empfohlen. Die Kunden folgen in hohem Maße den Empfehlungen. Maßgebliche Wirkungen der Effizienzmaßnahmen, die auf Grund der Energieberatung Mittelstand durchgeführt wurden, werden in Tabelle II.3.1 dargestellt.

Tabelle II.3.1: Wirkung der Energieberatung Mittelstand

Wirkungskategorie	2008-2010	2012-2013
<u>Energieeinsparungen [GWh/a]</u>		
Gesamt	1.921	936
<u>Emissionsminderung [kt CO₂/a]</u>		
Gesamt	624	354
<u>Kosten [Millionen Euro]</u>		
Investitionen in Effizienzmaßnahmen	666	415
Energiekosteneinsparungen pro Jahr	122	89
Beratungskosten (von Unternehmen getragen)	15	9,8
Beratungskosten (öffentliche Förderung)	17,7	13,3
Verwaltungskosten	k.A.	2,2
CO ₂ -Vermeidungskosten [€/t CO ₂]	2,1	2,4
CO ₂ -Fördereffizienz [kg CO ₂ /€]	476	417
Energieeinsparungskosten [€/MWh]	1	0,9
Energie-Fördereffizienz [MWh/€]	1	1,1
Angestoßene Investitionen pro Förderungskosten [€/€]	34	27,3
Förderungskosten je angestoßener Investition [€Cent/€]	2,9	3,7

Quelle: IREES, ISI 2014

Die Energieberatung Mittelstand wird erweitert. Das Förderangebot wird ab dem 1. Januar 2015 an die für hochwertige Energieaudits bestehenden Vorgaben der Energieeffizienz-Richtlinie 2012/27/EU angepasst. Der Zuschuss bis zu 80 Prozent der Beratungskosten kann für Unternehmen, die Energiekosten von mehr als 10.000 Euro haben, maximal 8.000 Euro betragen. Auch für kleine Unternehmen, die geringere Energiekosten haben, wird es ein Förderangebot geben. Sie erhalten einen Höchstzuschuss von 800 Euro. Die Energieberatung Mittelstand wird künftig um die Förderung der Abwärme-Nutzung und um eine geförderte Umsetzungsbegleitung innerhalb der vorgenannten Zuschüsse erweitert. Damit wird die Beratung attraktiver für kleine und mittlere Unternehmen. Durch die umfassendere Beratung und das Förderangebot für die sich anschließende Ausführungsbegleitung ist zu erwarten, dass Umsetzungshemmnisse abgebaut werden.

II.3.1.9 Energie-Checks der Verbraucherzentralen

Die Energie-Checks sollen die Nachfrage nach Energieberatungen beleben. Zur Förderung der rationellen Energieverwendung fördert das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie über das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) die Koordination und Durchführung von unabhängigen und anbieterneutralen Energie-Checks bei privaten Verbrauchern durch den Verbraucherzentrale Bundesverband e.V. (vzvb). Das Angebot wurde bundesweit im Herbst 2012 eingeführt. Die Energie-Checks sollen die Nachfrage nach Ener-

gieberatungen beleben. Übergeordnete Ziele sind es, Verbraucher für Maßnahmen der Energieeffizienz zu sensibilisieren und auch ggf. auf weiterführende Beratungen und Fördermaßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz hinzuweisen. Die Energie-Checks stehen nicht in Konkurrenz zu den Angeboten beispielsweise von Ingenieuren und Handwerksbetrieben.

Mieter, Eigentümer und Vermieter sollen für Energieeffizienz sensibilisiert werden. Aufgabe der Energie-Check-Beratung ist es erstens, durch qualifizierte Beratung Mieterinnen und Mieter für Energieeinsparmaßnahmen zu gewinnen („Basis-Checks“). Es werden die Einsparpotenziale bei Heizenergie (inkl. Warmwasser) und Strom geprüft und Handlungsempfehlungen ausgesprochen. Zweitens sollen Haus- und Wohnungseigentümer bzw. private Vermieter für die Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen sensibilisiert werden („Gebäude-Checks“). In diesem Zusammenhang prüfen Beraterinnen und Berater u. a. den Verbrauch an Heizenergie und Strom sowie das Heiz- und Warmwassersystem, die Gebäudehülle und die Möglichkeit des Einsatzes von erneuerbaren Energien. Drittens werden die sogenannten „Effizienztechnik-Checks“ für Betreiber von Brennwertkesseln angeboten. Im Bereich der Effizienztechnik-Checks soll das Beratungsangebot zukünftig erweitert werden: Der „Heizungs-Check“ wird sich ab Herbst 2015 nicht nur auf Brennwertgeräte, sondern auf Heizsysteme generell fokussieren. Voraussichtlich ab Sommer 2016 sollen die Effizienztechnik-Checks des Weiteren um Checks für solarthermische Anlagen („Solar-Checks“) ergänzt werden. Das Beratungsentgelt für Verbraucherinnen und Verbraucher beträgt für den Basis-Check 10 Euro, für den Gebäude-Check 20 Euro und für den Brennwert-Check 30 Euro. Einkommensschwache Haushalte sind von der Entgeltspflicht befreit.

Hohe Zufriedenheit mit den Energie-Checks. Eine Erfolgskontrolle des Verbraucherzentrale Bundesverband e.V. im Jahr 2013 sowie auch Erhebungen im Rahmen des Projektes „Evaluation ausgewählter Maßnahmen zur Energiewende“ im Juni 2014 verweisen auf eine hohe Zufriedenheit von Ratsuchenden mit den Energie-Checks (IER, IZT 2014). Insgesamt zeigt sich, dass den Handlungsempfehlungen der Energie-Checks von einem maßgeblichen Anteil der Ratsuchenden gefolgt wird. Als Folge der Energie-Checks werden insbesondere Maßnahmen im Strombereich (z. B. zum Stromsparen bei Hausgeräten und Haustechnik) sowie Maßnahmen zur Effizienzsteigerung der Heizanlagen durchgeführt. Die Befragungen bestätigen auch, dass die Energie-Checks anbieter- und produktneutral zu Energieeffizienzmaßnahmen informieren und dass dabei ein breites Themenspektrum berücksichtigt wird. Dazu zählen auch Verweise auf weitere Beratungs- und Förderangebote. Aufgrund dieser Ergebnisse kann gefolgert werden, dass die Energie-Checks der Verbraucherzentralen zielführend durchgeführt werden und durch die Sensibilisierung von Mietern und Eigentümern für Energieeffizienz und Energiesparen zur Umsetzung der Energiepolitischen Zielsetzungen der Bundesregierung beitragen.

Die Bundesregierung fördert weitere Informations- und Beratungsangebote für private Haushalte. Auf der im Rahmen der Initiative Energieeffizienz sowie der Stromsparinitiative entwickelten Online-Plattform können sich alle Bürgerinnen und Bürger kostenlos zum eigenen Stromverbrauch informieren und erhalten Energieeinspartipps. Bewährt hat sich auch das online-Beratungsangebot der Kampagne „Klima sucht Schutz“. Seit Ende der siebziger Jahre unterstützt die Bundesregierung die unabhängige Energieberatung privater Haushalte durch den Verbraucherzentrale Bundesverband e.V. Sie wurde kontinuierlich ausgebaut. Bundesweit wird in mittlerweile 710 Beratungsstellen der Verbraucherzentralen und kommunalen Stützpunkten rund ums Thema Energie beraten. Die Beratung wird von derzeit rund 480 unabhängigen und kompetenten Energieexperten der Verbraucherzentralen durchgeführt. Im Rahmen des vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit geförderten Stromspar-Check PLUS werden Haushalte mit geringem Einkommen vor Ort beraten und Energieeinsparartikel im Wert von durchschnittlich ca. 70 Euro pro Haushalt installiert. Innerhalb eines Pilotprojektes wird hier zudem bei einer Stromeinsparung von mindestens 200 kWh pro Jahr der Ersatz des Kühlgerätes mit einem Gutschein über 150 Euro gefördert. Allen Gebäude- und Wohnungseigentümern steht mit dem zuschussfinanzierten Förderprogramm „Vor-Ort-Beratung“ (siehe Kapitel II.4.1.5) eine Energieberatung durch einen qualifizierten Energieberater zur Verfügung.

Für Ausführungen zu Förderprogrammen zur Gebäudesanierung wird auf Kapitel II.4.1 verwiesen.

II.3.2 Ausblick

Der Primärenergieverbrauch wird sich weiter verringern, jedoch wird ohne zusätzliche Maßnahmen das 2020-Ziel voraussichtlich verfehlt werden. Mehrere Szenarien gehen (ohne neue zusätzliche Maßnahmen) von einer Verringerung von 7,2 bis 10,1 Prozent bis zum Jahr 2020 im Vergleich zum Basisjahr 2008 aus. Das Ziel würde also um 9,9 bis 12,8 Prozentpunkte verfehlt werden. Hieraus leitet sich ab, dass zur Erreichung des Ziels für den Primärenergieverbrauch aus dem Energiekonzept für das Jahr 2020 noch eine deutliche zusätzliche Verringerung des Primärenergieverbrauchs von mindestens 1.400 PJ notwendig ist.

Allerdings ist zu berücksichtigen, dass die genannten Szenarien nicht die Effizienzmaßnahmen erfassen, die seit Oktober 2012 beschlossen wurden. Auch diese Maßnahmen werden zu einer Verringerung des Energieverbrauchs beitragen und sind daher in die Gesamtbetrachtung einzubeziehen.

Bewertungsmaßstab für die Bundesregierung ist aber nicht allein der Primärenergieverbrauch im Jahr 2020. Vielmehr ist es bei allen Effizienzmaßnahmen entscheidend, auch die Zielerreichung der langfristigen Ziele bis 2050 ausgewogen im Blick zu halten, für deren Erreichbarkeit das 2020-Ziel ein entscheidender Meilenstein ist. Die Bundesregierung legt deswegen neben den Sofortmaßnahmen auch ein ambitioniertes weiteres Arbeitsprogramm mit dauerhaft angelegten Arbeitsprozessen zur Steigerung der Energieeffizienz vor.

II.3.3 Schlussfolgerungen

Der Nationale Aktionsplan Energieeffizienz trägt wesentlich zur Erreichung des 2020-Ziels für den Primärenergieverbrauch bei. Die Bundesregierung hat mit dem Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) die bisher bestehenden Instrumente und Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz weiterentwickelt und ergänzt (BMWi 2014b). Der NAPE zielt darauf ab, alle gesellschaftlichen Akteure für Steigerungen der Energieeffizienz zu gewinnen und einzubinden. Es kommt darauf an, die Möglichkeiten und Chancen für alle gesellschaftlichen Akteure aufzuzeigen und das Engagement für Energieeffizienz positiv zu belegen. Mit einem intelligenten Mix aus Beratung, Kommunikation und Aufklärung über lohnende Effizienzmaßnahmen, Fördermaßnahmen, sowie dem Setzen von Standards für Neuanlagen enthält der NAPE einen Instrumentenmix zur Reduzierung des Endenergieverbrauchs. Der NAPE definiert Sofortmaßnahmen, die unmittelbar umgesetzt werden, und auch weiterführende Arbeitsprozesse, die den Kern der Energieeffizienzstrategie der 18. Legislaturperiode bilden werden.

Zu den zentralen Sofortmaßnahmen des NAPE zählen

- die Einführung neuer wettbewerblicher Ausschreibungen für Energieeffizienz,
- die Erhöhung des Fördervolumens für die Gebäudesanierung und die Einführung einer von Bund und Ländern getragenen steuerlichen Förderung von Effizienzmaßnahmen im Gebäudesektor. Zur Umsetzung wird die Bundesregierung kurzfristig Gespräche mit den Ländern führen, mit dem Ziel, spätestens Ende Februar 2015 eine finale Entscheidung zu treffen.
- die Schaffung von Energieeffizienznetzwerken gemeinsam mit Industrie und Gewerbe.

Das zweite Standbein des NAPE sind die weiterführenden Arbeitsprozesse für die 18. Legislaturperiode. Der Nationale Aktionsplan Energieeffizienz definiert im wesentlichen sektorübergreifende Effizienzmaßnahmen, die allen Akteuren zugutekommen. Mit den drei Eckpfeilern des NAPE

1. die Energieeffizienz im Gebäudebereich voranbringen,
2. die Energieeffizienz als Rendite- und Geschäftsmodell etablieren und
3. die Eigenverantwortlichkeit für Energieeffizienz erhöhen,

beschreitet die Bundesregierung einen neuen Weg in der Energieeffizienzpolitik.

Mit den Maßnahmen des NAPE wird es der Bundesregierung gelingen, einen maßgeblichen Beitrag für die Ziele zur Steigerung der Energieeffizienz als auch zur Erreichung des Klimaschutzzieles zu leisten.

Die Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz werden – ohne Maßnahmen im Verkehrssektor - bis 2020 voraussichtlich zu einer Verringerung des Primärenergieverbrauchs in Höhe von 390 bis 460 PJ und zu einem verminderten CO₂-Ausstoß in Höhe von 25 bis 30 Mio. t CO₂-Äquivalenten führen und damit auch einen signifikanten Beitrag zum Erfüllen der Klimaschutzziele der Bundesregierung leisten. Die Maßnahmen im Verkehrsbereich, die im Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 im Einzelnen dargestellt werden, bewirken eine zusätzliche Verringerung des Primärenergieverbrauchs um rund 110 bis 160 PJ und tragen zu einer Reduktion der Treibhausgasemissionen in Höhe von 7 bis 10 Mio. t CO₂-Äquivalenten bei. Die energie- und klimapolitischen Beschlüsse vom Dezember 2014 enthalten u. a. für den Stromsektor weitere Maßnahmen, die ebenfalls zu einer Verringerung des Primärenergieverbrauchs beitragen werden.

Für eine ausführlichere Erläuterung der neuen Maßnahmen der Bundesregierung wird auf den Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) verwiesen (BMWi 2014b).

II.4 Energetische Gebäudesanierung und energieeffizientes Bauen

Deutschland betreibt eine ganzheitliche Politik zur Gebäudesanierung, d.h. Politikrahmen, finanzielle Anreize und Informationsmaßnahmen werden aufeinander angepasst und gestärkt.

- Rahmen gestalten: Durch Verordnungen und Gesetze wie die Energieeinsparverordnung oder das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz werden ordnungspolitische Rahmenbedingungen gesetzt.
- Beratung intensivieren: Informations- und Beratungsangebote treiben die Effizienzerhöhung im Gebäudereich voran. Beispielsweise können Eigentümer von Häusern und Wohnungen über das Beratungsprogramm Vor-Ort-Beratung einen individuellen Energieberatungsbericht für ihr Wohngebäude erhalten.
- Anreize setzen: Die Bundesregierung bietet zudem finanzielle Unterstützung für Gebäudebesitzer durch Förderprogramme zum verstärkten Einsatz erneuerbarer Energien in Gebäuden (z. B. mit dem Marktanreizprogramm) oder zur energetischen Gebäudesanierung (z. B. CO₂-Gebäudesanierungsprogramm) an. Das CO₂-Gebäudesanierungsprogramm des Bundes mit den bei der KfW aufgelegten KfW-Programmen zum energieeffizienten Bauen und Sanieren ist das volumenstärkste Förderinstrument in Deutschland.

Erste Erfolge sind greifbar. Bis zum Jahr 2020 wird der Endenergieverbrauch der privaten Haushalte für Raumwärme und Warmwasser trotz zunehmender Wohnfläche zurückgehen. Insbesondere der Energieverbrauch zur Erzeugung von Warmwasser wird abnehmen.

Die Bundesregierung wird in der 18. Legislaturperiode eine Energieeffizienzstrategie Gebäude (ESG) entwickeln, die neben individuellen Sanierungsfahrplänen auch den Funktionen der Gebäude und den Bewohnern Rechnung tragen wird.

Die Gebäudesanierung spielt eine herausragende Rolle bei der Umsetzung der Energiewende. Auf den Gebäudereich entfallen 37,6 Prozent des Endenergieverbrauchs in Deutschland (siehe Kapitel I.3.1). Millionen Häuser in Deutschland wurden vor der Einführung der ersten Wärmeschutzverordnung errichtet. Sie sind daher nicht ausreichend gedämmt, wodurch Wärmeenergie ungenutzt verloren geht. Hier setzen die Sanierungs- und Modernisierungsprogramme an.

II.4.1 Maßnahmen im Gebäudesektor

Die energetische Gebäudesanierung und das energieeffiziente Bauen werden mit verschiedenen Maßnahmen unterstützt. Hier setzt die Bundesregierung zur Hebung der Einsparpotenziale auf ein ganzes Maßnahmenbündel. Der Schwerpunkt sind wirtschaftliche Anreize. Unterstützt werden Bauherren und Eigentümer, die ihre Gebäude energieeffizient sanieren, um den CO₂-Ausstoß zu verringern und Energie einzusparen.

II.4.1.1 Novelle der Energieeinsparverordnung

Die novellierte Energieeinsparverordnung verschärft die Effizienzstandards für Neubauten. Die Energieeinsparverordnung (EnEV) stellt Mindestanforderungen an die energetische Qualität der Gebäudehülle und der Anlagentechnik bei Neubauten und bei größeren Sanierungen von bestehenden Gebäuden. Am 1. Mai 2014 trat die novellierte Energieeinsparverordnung in Kraft. Kernelement der Novellierung ist die Verschärfung der Effizienzstandards für Neubauten um durchschnittlich 25 Prozent ab dem 1. Januar 2016. Diese Neubaustandards sind ein notwendiger, wirtschaftlich vertretbarer Schritt hin zum Niedrigstenergiegebäude. Zudem müssen ab 2015 ineffiziente Heizkessel nach 30 Betriebsjahren stillgelegt werden. Dies betrifft nicht sogenannte Brennwertkessel und Niedertemperatur-Heizkessel. Ausnahmen gibt es für viele selbstgenutzte Ein- oder Zweifamilienhäuser.

Die Aussagekraft von Energieausweisen wird gestärkt. Die Neuregelungen stärken die Aussagekraft von Energieausweisen und erweitern bzw. verdeutlichen die Pflichten bei Ausstellung und Verwendung von Energieausweisen. Damit wird die Transparenz auf dem Immobilienmarkt verbessert. Neue Energieausweise für Wohngebäude enthalten künftig auch die Angabe von Energieeffizienzklassen und müssen spätestens bei der Besichtigung eines Kauf- oder Mietobjekts vorgelegt werden. Nach Vertragsabschluss erhält der Käufer oder der neue Mieter eine Kopie des Dokuments. Neues Recht gilt auch für Immobilienanzeigen. Wer zum Zeitpunkt der Aufgabe der Anzeige bereits einen Energieausweis hat, muss in die Anzeige bestimmte energetische Angaben aus dem Ausweis aufnehmen.

II.4.1.2 Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz

Ein Teil des Wärme- und Kältebedarfs wird durch erneuerbare Energien gedeckt. Ziel des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes (EEWärmeG) ist es, bis 2020 einen Anteil erneuerbarer Energien von 14 Prozent am gesamten Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte zu erreichen (siehe Kapitel II.3.2). Zu diesem Zweck muss ein Teil des Wärmebedarfs (und Kältebedarfs) neuer Gebäude aus erneuerbaren Energien gedeckt werden. Als Ersatzmaßnahme können ähnlich klimafreundliche Technologien eingesetzt werden. Seit 1. Mai 2011 gilt die für Neubauten bestehende Nutzungspflicht auch für öffentliche Bestandsgebäude. Dabei wurde u. a. die für Neubauten bestehende Nutzungspflicht auf öffentliche Bestandsgebäude ausgedehnt. Öffentliche Gebäude (des Bundes, der Länder und der Kommunen) unterliegen seitdem grundsätzlich einer Vorbildfunktion bei der Nutzung von erneuerbaren Energien für Wärme und Kälte. Die Nutzungspflicht tritt auch bei einer grundlegenden Renovierung des Gebäudes ein und gilt für Gebäude im Besitz oder Eigentum der öffentlichen Hand sowie für dauerhaft von ihr gemieteter Gebäude.

Nach dem Erfahrungsbericht zum EEWärmeG ist offen, ob das 14-Prozent-Ziel erreicht wird. Die Bundesregierung hat im Dezember 2012 den ersten Erfahrungsbericht zum EEWärmeG vorgelegt. Zentrale Berichtsinhalte des Erfahrungsberichts sind der Stand der Markteinführung von Anlagen zur Erzeugung von Wärme und Kälte aus erneuerbaren Energien (im Hinblick auf die Erreichung des Ziels in 2020), die technische Entwicklung, die Kostenentwicklung und die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen, die Umweltauswirkungen (unter anderem eingesparte Mengen fossiler Brennstoffe und Treibhausgasemissionen) und der Vollzug des Gesetzes. Außerdem diskutiert der Bericht Vorschläge zur Weiterentwicklung des Gesetzes im Rahmen einer Novellierung. Der Bericht kommt zum Ergebnis, dass die Realisierung des 14-Prozent-Ziels auf Basis der bestehenden Instrumente möglich, aber nicht gesichert sei. Die Bundesregierung prüft unter den aktuellen Rahmenbedingungen und mit Blick auf die Erreichung des genannten Ziels die Weiterentwicklung der bestehenden Instrumente im Bereich erneuerbarer Energien im Wärmemarkt.

II.4.1.3 Marktanreizprogramm

Das Marktanreizprogramm fördert Investitionen in erneuerbare Energien in Gebäuden. Das Marktanreizprogramm (MAP) ist ein zentrales Förderinstrument für Investitionen in erneuerbare Energien zur Deckung des Bedarfs an Wärme und Kälte, hauptsächlich in bestehenden Gebäuden, sowie für gewerbliche bzw. industrielle Prozesse. Die Einzelheiten der MAP-Förderung sind in den „Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt“ festgelegt, die je nach Bedarf an den Stand der Technik und die aktuelle Marktentwicklung angepasst werden. Ein Marktanreizprogramm besteht bereits seit dem Jahr 1993. Mit dem Inkrafttreten des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes (EEWärmeG) zum 1. September 2009 hat das Marktanreizprogramm eine gesetzliche Verankerung erhalten.

Das Marktanreizprogramm fördert Investitionszuschüsse. Das Marktanreizprogramm gewährt Investitionszuschüsse – vorrangig im Bereich von Bestandsgebäuden - für Solarkollektoren, Biomassekessel und effiziente Wärmepumpen. Diese Anlagen werden überwiegend in Ein- und Zweifamilienhäusern, aber auch in Mehrfamilienhäusern, öffentlichen und gewerblichen Gebäuden sowie in Vereinen eingesetzt. Im Neubaubereich sind nur besonders innovative Anwendungen durch Investitionszuschüsse förderfähig, beispielsweise Solarkollektoren ab 20 Quadratmetern für den Einsatz in Mehrfamilienhäusern oder Solarkollektoren zur Bereitstellung von Prozesswärme/-kälte. Dieser Programmteil des Marktanreizprogramms wird vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) durchgeführt.

Das Marktanreizprogramm gewährt Tilgungszuschüsse. Zudem gewährt das Marktanreizprogramm Tilgungszuschüsse zur anteiligen Ablösung von zinsgünstigen Darlehen im Rahmen des KfW-Programms „Erneuerbare Energien Premium“. Dieser Förderteil des Marktanreizprogramms wird zumeist von gewerblichen und kommunalen Investoren zur Realisierung größerer Wärmeanlagen wie beispielsweise große Solarkollektoren, Biomasseheizwerke, Biogasleitungen, Tiefengeothermieanlagen sowie für Wärmenetze und -speicher für erneuerbare Energien genutzt.

Das Marktanreizprogramm hat ein Investitionsvolumen von rund 1,23 Milliarden Euro angestoßen. Im Jahr 2013 wurden im Rahmen des Marktanreizprogramms insgesamt ca. 321 Millionen Euro an Fördergeldern ausgegeben und damit ein Investitionsvolumen von rund 1,23 Milliarden Euro angestoßen. Außerdem werden im KfW-Programm „Energieeffizient Sanieren - Ergänzungskredit“ seit dem 1. März 2013 im Marktanreizprogramm förderfähige Anlagen ergänzend mit einem Kredit gefördert. Darüber hinaus wurde aus dem MAP ein Förderprogramm für dezentrale Speicher in Verbindung mit Photovoltaik-Anlagen aufgelegt.

II.4.1.4 CO₂-Gebäudesanierungsprogramm, KfW-Programme zum energieeffizienten Bauen und Sanieren

Die KfW-Förderprogramme machen Neubauten und den Gebäudebestand energieeffizienter. Die im Rahmen des CO₂-Gebäudesanierungsprogramms aufgelegten KfW-Förderprogramme „Energieeffizient Bauen“ und „Energieeffizient Sanieren“ unterstützen umfassende Bestandssanierungen und Neubauten zum KfW-Effizienzhaus sowie energieeffiziente Einzelmaßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz und –einsparung. Die KfW-Effizienzhäuser (EH) müssen die gesetzlichen Mindestanforderungen an einen Neubau (100 Prozent) bzw. an Bestandsgebäude (140 Prozent) unterschreiten. Gefördert werden Maßnahmen nur dann, wenn die gesetzlich geltenden Mindeststandards übertroffen werden. Förderfähig sind Wohngebäude und Gebäude der kommunalen und sozialen Infrastruktur, wie z. B. Schulen und Rathäuser. Die Förderung erfolgt in Form zinsgünstiger Kredite oder alternativ über einen Investitionszuschuss insbesondere für selbstnutzende Wohneigentümer. Hierfür wurden 2013 und 2014 jährlich rund 1,8 Milliarden Euro aus dem Energie- und Klimafonds bereitgestellt.

Mit den bis heute geförderten Maßnahmen können in den nächsten 30 Jahren 7,3 Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr eingespart werden. Bis Ende Mai 2014 unterstützte die Förderung die energieeffiziente Sanierung oder Errichtung von über 3,5 Millionen Wohnungen und die energetische Sanierung von über 2.000 Gebäuden der sozialen und kommunalen Infrastruktur. Das Investitionsvolumen liegt über 167 Milliarden Euro. Das Verhältnis von öffentlichen Mitteln zu privaten Investitionen betrug in den letzten Jahren 1 zu 16. Nach Angaben der KfW wird mit den bis heute geförderten Maßnahmen über den 30-jährigen Nutzungszeitraum der Maßnahmen der CO₂-Ausstoß jährlich um rund 7,3 Millionen Tonnen reduziert. Zugleich werden pro Jahr durchschnittlich etwa 300.000 Arbeitsplätze im Mittelstand und Handwerk – zumeist regional - gesichert.

Für die KfW-Programme besteht ein Qualitätssicherungskonzept. Im Rahmen der KfW-Förderprogramme „Energieeffizient Bauen“ und „Energieeffizient Sanieren“ gilt ein umfassendes Qualitätssicherungskonzept der geplanten und geförderten energetischen Ziele. Die Förderanträge werden durchgehend auf Plausibilität und stichprobenhaft umfassend geprüft. Ebenso erfolgen eine stichprobenhafte Rechnungskontrolle sowie Vor-Ort-Prüfungen nach Abschluss der Baumaßnahmen. Für alle Maßnahmen müssen Sachverständige die energetische Fachplanung durchführen und nach Maßnahmenschluss die planmäßige Durchführung bestätigen. Alle Sachverständigen müssen in der sogenannten Energie-Effizienz-Experten-Liste für Förderprogramme des Bundes eingetragen sein. Diese Experten unterliegen dort einer personenbezogenen Qualitäts- und Qualifikationssicherung.

Durch die KfW-geförderten Sanierungen von Wohngebäuden konnten 6,2 PJ Endenergie im Jahr 2012 eingespart werden. Tabelle II.4.1 quantifiziert die Wirkung des KfW-Förderprogramms „Energieeffizient Sanieren“ in den Jahren 2010 bis 2012. Die Programmkosten entsprechen den Ausgaben des Staatshaushaltes (Programmtitel aus dem Energie- und Klimafonds und dem Bundshaushalt). Sie setzen sich aus den Kosten für die Zuschüsse und Kosten für die Kreditförderung zusammen. Die CO₂-Vermeidungskosten ergeben sich aus den Programmkosten und den CO₂-Emissionseinsparungen über eine angenommene Lebensdauer von 30 Jahren und geben an, wie hoch die Kosten der Vermeidung einer Tonne CO₂ für den Staatshaushalt sind. Die CO₂-Fördereffizienz wird definiert als der Kehrwert der CO₂-Vermeidungskosten und drückt aus, welche Menge an CO₂ pro eingesetztem Euro vermieden werden kann. Entsprechend gibt die Endenergie-Fördereffizienz an, welche Menge Endenergie pro eingesetztem Euro vermieden werden kann. Diese Indikatoren berücksichtigen damit nicht die durch die Maßnahmen selbst entstandenen Kosten bei den Bauherren. Durch KfW-geförderte Sanierungen von Wohngebäuden wurde im Jahr 2012 eine Endenergieeinsparung von 6,2 PJ erreicht. Dies entspricht einer Reduktion des Endenergieverbrauchs der sanierten Gebäude um etwa 31 Prozent gegenüber dem Zustand vor der Modernisierung. Bezogen auf den gesamten Endenergieverbrauch für Raumwärme in Wohngebäuden im Jahr 2012 entspricht diese Einsparung einer Reduktion von rund 0,4 Prozent. Über 90 Prozent der Einsparungen gehen auf fossile Energieträger zurück.

Durch die Modernisierung wurden die Treibhausgasemissionen bei den sanierten Gebäuden im Jahr 2012 um rund 35 Prozent reduziert. Diese Reduktion liegt damit leicht über der prozentualen Endenergieeinsparung. Grund hierfür ist, dass neben der Endenergieeinsparung auch ein Energieträgerwechsel hin zu kohlenstoffärmeren Energieträgern stattgefunden hat. Das Mittelvolumen in den Jahren 2010 bis 2012 war unterschiedlich hoch. Jedoch zeigen sich für die Jahre 2010 bis 2012, wie in Tabelle II.4.1 dargestellt, relativ konstante Werte für die CO₂-Vermeidungskosten und die Endenergie-Fördereffizienz. Die ausgereichten Kredit- und Zuschussvolumina und damit erreichten Einsparungen von Endenergie und CO₂-Emissionen schwankten mit der Bereitstellung von Mitteln aus dem Bundshaushalt bzw. Energie- und Klimafonds. Die Evaluation dieser Maßnahme (IER, IZT 2014) hat ergeben, dass das KfW-Programm „Energieeffizient Sanieren“ Anreize schafft, umfangreiche Sanierungen und energieeffiziente Einzelmaßnahmen durchzuführen, die über die Anforderungen der

Energieeinsparverordnung hinausgehen. Dadurch kann eine wesentliche Reduktion des Endenergieverbrauchs in Wohngebäuden und damit der Treibhausgasemissionen erreicht werden.

Tabelle II.4.1: Wirkung des KfW-Förderprogramms „Energieeffizient Sanieren“ für die Jahre 2010 bis 2012

Wirkungskategorie	2010	2011	2012
<u>Energieeinsparungen [PJ/a]</u>			
Endenergieeinsparung	8,8	4,5	6,2
Endenergieeinsparung fossile Energieträger (Gas, Heizöl, Kohle)	8,5	4,2	5,8
Primärenergieeinsparung	12	6	7,9
<u>Emissionsminderung [kt CO₂/a]</u>			
CO ₂ -Emissionsminderung	757	392	498
THG-Emissionsminderung	847	457	576
<u>Kosten [Millionen Euro]</u>			
Kreditvolumen	4.927	2.796	3.772
Zuschussvolumen	100	51	75
Investitionsvolumen (energetisch relevant)	6.919	3.853	5.405
Programmkosten	1.131	625	788
CO ₂ -Vermeidungskosten [€/t CO ₂]	49,8	53,1	52,7
CO ₂ -Fördereffizienz [kg CO ₂ /€]	20,1	18,8	19
Endenergieeinsparungskosten [€/GJ]	4,35	4,55	4,17
Endenergie-Fördereffizienz [GJ/€]	0,23	0,22	0,24
Beschäftigungseffekt [Personenjahre]	92.500	52.000	69.000

Quelle: IER, IZT 2014

II.4.1.5 Vor-Ort-Beratung

Information und Beratung sind Kernelemente der Effizienzpolitik. Sie sind außerdem Voraussetzung für kluge Investitionsentscheidungen. Insbesondere private Haushalte sollen unabhängige, verlässliche und qualitätsgesicherte Informationen und Vergleichsmöglichkeiten erhalten, um den eigenen Energieverbrauch besser zu verstehen, einschätzen und bewerten zu können und letztendlich die geeigneten Maßnahmen zu ergreifen, um den Energieverbrauch und damit die Kosten für Heizung und Warmwasserbereitung zu senken. Gefördert werden bereits die Initialberatung bei der Verbraucherzentrale, die vertiefende Vor-Ort-Beratung beim Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) sowie die Begleitung der Sanierungsmaßnahmen durch das Programm Baubegleitung bei der KfW.

Ein Energieberater erstellt ein Sanierungskonzept. Das Förderprogramm „Vor-Ort-Beratung“ richtet sich an die Eigentümer von Häusern und Wohnungen. Ein unabhängiger und qualifizierter Energieberater erstellt ein Sanierungskonzept bzw. einen Maßnahmenfahrplan für die Sanierung. Ziel der im Rahmen des Programms geförderten Energiesparberatung ist es, durch Investitionen im Wohngebäudebereich die Energiekosten zu begrenzen sowie die CO₂-Emissionen zu mindern. Damit soll ein Beitrag zur Erreichung des energiepolitischen Ziels eines weitgehend klimaneutralen Gebäudebestands bis 2050 geleistet werden.

Die Energieberatung findet die optimalen Maßnahmen. Die Vor-Ort-Beratung wurde im Jahr 2014 vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) evaluiert (BAFA 2014). Besonders hervorzuheben ist,

dass die Vor-Ort-Beratung wichtige Qualitätsstandards für den gesamten Energieberatermarkt setzt. Die Evaluation hat ergeben, dass die Energieberatung einen wichtigen Beitrag liefert, um die optimalen Maßnahmen vor dem Hintergrund bestehender Förderprogramme herauszufinden und aufeinander abzustimmen. Die Vor-Ort-Beratung ist eng mit dem CO₂-Gebäudesanierungsprogramm verknüpft. Damit wurden Investitionen angestoßen und auch vorgezogen, die zu unmittelbaren Energieeinsparungen und CO₂-Minderungen führten. Darüber hinaus wurden Fehlinvestitionen vermieden. Es erfolgte somit eine Investitionslenkung, so dass qualitativ hochwertige Maßnahmen ausgewählt wurden, die langfristig zu einer höheren Energie- und Kosteneinsparung bei den Beratungsempfängern führen. Zudem wurden die Beratenen unterstützt, ihr zur Verfügung stehendes Budget unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten optimal einzusetzen. Die Evaluierung hat auch gezeigt, dass die Höhe der Förderzuschüsse mit den gestiegenen Anforderungen an Umfang und Qualität der Beratung nicht mehr übereinstimmen. Zudem haben Gebäudeeigentümer erhöhte Anforderungen an die Berater, die auch zusätzliche soziale und kommunikative Kompetenzen erfordern.

Die Richtlinie zur Vor-Ort-Beratung wurde auf Grundlage der Evaluierung überarbeitet. Mit einer für Gebäudeeigentümer wie Energieberater verbesserten Förderung, einem erweiterten Geltungsbereich und einigen Vereinfachungen soll ein wesentlicher Beitrag zur Stärkung der Vor-Ort-Beratung geleistet werden. Die Anhebung der Fördersätze soll die Konkurrenzfähigkeit der Tätigkeit „Energieberatung“ im Vergleich zu anderen beratenden bzw. planenden Dienstleistungen herstellen. Die bestehenden Energieberatungsprogramme (u. a. Verbraucherzentralen und die Vor-Ort-Beratung beim Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA)) werden auch weiterhin den Bedürfnissen entsprechend zielorientiert weiterentwickelt und besser aufeinander abgestimmt.

II.4.1.6 Einheitlicher Rahmen für Wärmeliefer-Contracting im Mietrecht

Das Wärmeliefer-Contracting ist ein gutes ökonomisches Instrument, um Energieeinsparungen im Gebäudebereich anzureizen. Bei der Nutzung von Wärmeliefer-Contracting in Wohngebäuden stellt ein gewerblicher Wärmelieferant (Contractor) dem Wohnungseigentümer (Contracting-Nehmer) Wärme für Heizung und Warmwasser zur Verfügung. Der Contracting-Nehmer bezahlt für die gelieferte Wärmemenge einen vereinbarten Preis. Der Contractor ist dazu verpflichtet, die Wärmelieferung aus einer modernen Heizungsanlage oder einem Wärmenetz zu leisten. Die somit oftmals notwendige Modernisierung der Heizungsanlage übernimmt der Contractor. Der Eigentümer muss damit keine Investition in eine neue Heizungsanlage tätigen, für die oft kein Anreiz besteht oder Kapital vorhanden ist. Dadurch können mit Hilfe des Contractings erhebliche Endenergieeinsparungen und damit CO₂-Emissionseinsparungen bei der Wärmebereitstellung in Wohngebäuden erreicht werden.

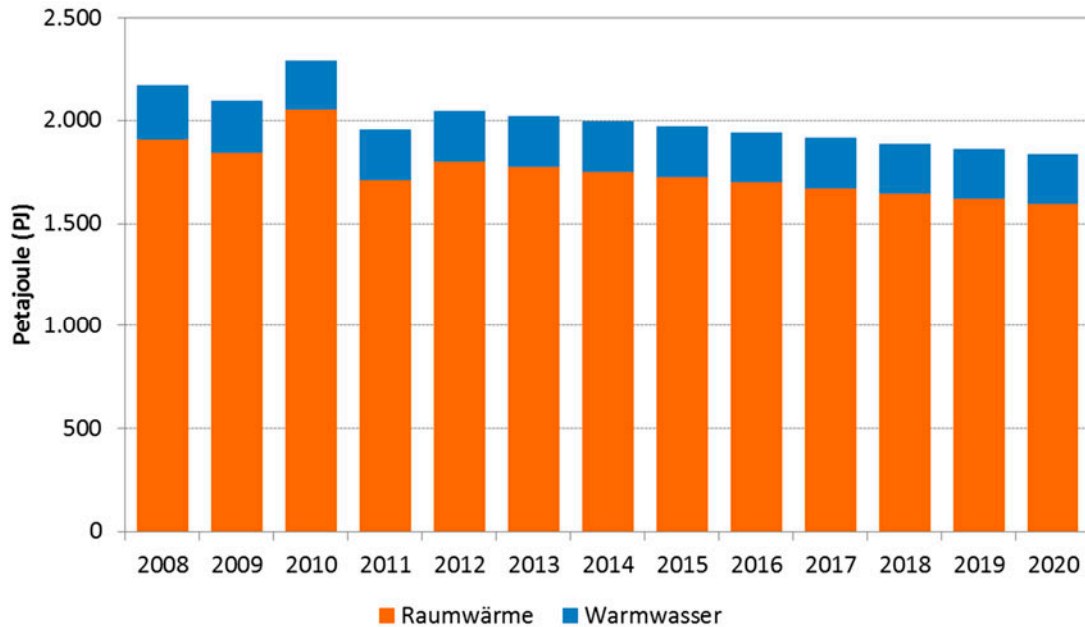
Das Contracting im Mietwohnungsmarkt wurde neu geregelt. In Mietwohnungen werden die Kosten der Wärmelieferung regelmäßig vom Vermieter an den Mieter weitergegeben. Durch die Wärmeliefer-Verordnung (WärmeLV) wurde das Contracting im Mietwohnungsmarkt neu geregelt und damit die rechtlichen Unsicherheiten der Vergangenheit beseitigt. Ziel der Neuregelungen ist es unter anderem, die Umstellung auf Contracting als wichtiges Instrument zur Verbesserung der Energieeffizienz zu ermöglichen. Für den Vermieter wird die Nutzung des Wärmeliefer-Contractings erleichtert, wenn der Contractor die alte Heizung durch eine neue ersetzt. Im Gegenzug muss das Contracting für den Mieter kostenneutral erfolgen. Contractingmodelle, bei denen die Heizung nicht ausgetauscht wird, bleiben zulässig, aber erst bei Anlagen mit einem Wirkungsgrad ab 80 Prozent. Über den Umfang des Einsatzes von Contracting in Mietwohnungen und die durchschnittlichen Energieeinsparungen und Kosten liegen keine detaillierten Zahlen vor. Für Deutschland ergeben sich nach Schätzung von Verbänden rund 55.000 neue Contracting-Verträge in der gesamten Wohnungswirtschaft im Jahr 2013.

II.4.2 Ausblick

Der Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser wird sich weiter verringern, jedoch wird das 2020-Ziel für den Wärmebedarf voraussichtlich verfehlt werden. Der Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser der privaten Haushalte wird künftig trotz einer Ausweitung der Wohnflächen um 5,6 Prozent von 2008 bis 2020 kontinuierlich zurückgehen. Dazu werden eine energetisch verbesserte Qualität der Gebäude, effizientere Heizanlagen und ein wärmeres Klima beitragen. Nach der Energiereferenzprognose (Prognos, EWI, GWS 2014) wird im Jahr 2020 für die Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser rund 15,5 Prozent weniger Energie benötigt als im Jahr 2008 (siehe Abbildung II.4.1). Das Institut für Wohnen und Umwelt (IWU 2013) geht in seiner Trendanalyse von einer Minderung des Wärmebedarfs in bewohnten Gebäuden von nur 6,2 Prozent gegenüber 2008 bis zum Jahr 2020 aus. Beide Prognosen ergeben eine deutliche Lücke beim Minderungs-

Ziel des Endenergiebedarfs für Wärme um 20 Prozent bis 2020 gegenüber 2008. Denn Maßnahmen im Gebäudereich haben in der Regel längere Vor- und Anlaufzeiten, die keine kurzfristigen Effekte erwarten lassen.

Abbildung II.4.1: Mögliche Entwicklung des Endenergieverbrauchs für Raumwärme und Warmwasser der privaten Haushalte von 2008 bis 2020



Quelle: Prognos, EWI, GWS 2014

II.4.3 Schlussfolgerungen

Im Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) ist als weiterführender Arbeitsprozess für die 18. Legislaturperiode die Entwicklung einer Energieeffizienzstrategie Gebäude (ESG) vorgesehen, die neben individuellen Sanierungsfahrplänen auch den Funktionen der Gebäude und den Bewohnern Rechnung tragen wird (siehe Kapitel II.3.3).

II.5 Verkehr

Im Sektor Verkehr ist bereits heute eine Entkopplung von Verkehrsleistung und Endenergieverbrauch zu erkennen. Laut Verkehrsverflechtungsprognose 2030 kann mit den bisher beschlossenen Maßnahmen im Verkehrsbereich der Endenergieverbrauch des Verkehrs um knapp 11 Prozent bis 2030 reduziert werden. Darüber hinaus werden weitere Maßnahmen im Verkehr ergriffen, die zu einer Reduzierung des Endenergieverbrauchs und der CO₂-Emissionen bis 2020 beitragen sollen. Dies betrifft u. a.

- Maßnahmen im Güterverkehr, wie die Ausweitung der Lkw-Maut,
- Maßnahmen zur klimafreundlichen Gestaltung des Personenverkehrs, wie die Stärkung des öffentlichen Personennahverkehrs und des Rad- und Fußverkehrs,
- den verstärkten Einsatz elektrischer Antriebe bei Kraftfahrzeugen,
- übergreifende Maßnahmen im Verkehrsbereich sowie
- Maßnahmen im Luftverkehr und
- unterstützende Maßnahmen im internationalen Seeverkehr.

Der Verkehrsbereich muss seinen Beitrag zur Umsetzung der Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung leisten. Mit dem Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz und dem Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 werden konkrete, bereits vor 2020 wirksame Maßnahmen beschlossen (BMWi 2014b, BMUB 2014). Darüber hinaus soll die vom Bundeskabinett im Juni 2013 beschlossene Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (MKS) als ein wichtiges Umsetzungsinstrument für die Energiewende im Verkehr im Sinne der nationalen Nachhaltigkeitsstrategie fortgesetzt werden (BMVI 2013). Sie gibt bislang einen Überblick über Technologien sowie Energie- und Kraftstoffoptionen der verschiedenen Verkehrsträger. Laut Beschluss wird die MKS als lernende Strategie fortgeführt. Die wesentlichen Voraussetzungen für das Erreichen der Ziele sind die Diversifizierung der Energiebasis des Verkehrs mit alternativen Kraftstoffen in Verbindung mit innovativen Antriebstechnologien, die weitere Steigerung der Energieeffizienz von Verbrennungsmotoren, die Optimierung der Verkehrsabläufe und Verlagerungen eines möglichst großen Anteils des Verkehrs auf den jeweils effizientesten Verkehrsträger.

II.5.1 Maßnahmen im Sektor Verkehr

Im Verkehrssektor sind verschiedene Maßnahmen beschlossen worden, die einen Beitrag zur Energiewende leisten. Diese richten sich an unterschiedliche Adressaten.

II.5.1.1 EU-Verordnungen zur Verringerung der CO₂-Emissionen bei neuen Pkw und leichten Nutzfahrzeugen

Die EU-Gesetzgebung hat CO₂-Zielvorgaben für neue Pkw und leichte Nutzfahrzeuge vorgeschrieben. Die Verordnung (EG) Nr. 443/2009 vom April 2009 legt Emissionsnormen für neue Pkw fest. Demnach müssen die in der EU neu zugelassenen Fahrzeuge spätestens 2015 im Durchschnitt einen Zielwert von 130 g CO₂/km einhalten (stufenweise Einführung ab 2012). Analog dazu ist im Jahr 2011 die Verordnung (EU) Nr. 510/2011 zur Festsetzung von Emissionsnormen für neue leichte Nutzfahrzeuge (LNF) verabschiedet worden. In dieser Verordnung wird ein CO₂-Emissionsdurchschnitt für neue leichte Nutzfahrzeuge von 175 g CO₂/km festgelegt (stufenweise Einführung von 2014 bis 2017). Im März bzw. April 2014 sind diese Verordnungen verändert worden. Sie legen die Modalitäten für das Erreichen der Ziele ab 2020 fest. Für neue Pkw wurde ein Zielwert von 95 g CO₂/km ab 2021 (stufenweise Einführung ab 2020) und für leichte Nutzfahrzeuge ein Zielwert von 147 g CO₂/km ab 2020 festgelegt bzw. bestätigt. Die Umsetzung dieser Verordnungen wird in den kommenden Jahren zu weiteren Kraftstoffeinsparungen im Straßenverkehr in Deutschland beitragen.

II.5.1.2 Kraftfahrzeugsteuergesetz und Pkw-Energieverbrauchskennzeichnung

Das Kraftfahrzeugsteuergesetz wurde im Jahr 2009 novelliert. Die Steuerbemessung für alle seit dem 1. Juli 2009 erstmals zugelassenen Personenkraftwagen erfolgt anhand des im verkehrsrechtlichen Genehmigungsverfahren ermittelten CO₂-Emissionswertes und Hubraumes. Um den Kauf von Personenkraftwagen mit geringem CO₂-Wert zu fördern, galt für Erstzulassungen bis zum 31. Dezember 2011 bei der Berechnung des CO₂-basierten Steueranteils eine Freimenge von 120 g CO₂/km. Die Freimenge wurde für Erstzulassungen ab dem 1. Januar 2012 auf 110 g CO₂/km gesenkt, eine weitere Absenkung auf 95 g CO₂/km erfolgte für Erstzulassungen ab dem 1. Januar 2014. Im Dezember 2012 sind Änderungen des Kraftfahrzeugsteuergesetzes als Bestandteil eines Verkehrssteueränderungsgesetzes in Kraft getreten. Dies umfasst die Erweiterung der Steuerbefreiung für

reine Elektrofahrzeuge auf alle Fahrzeugklassen sowie die Verlängerung der Befreiung von fünf auf zehn Jahre bei erstmaliger Zulassung bis zum 31. Dezember 2015. Für reine Elektrofahrzeuge mit Erstzulassungen vom 1. Januar 2016 bis zum 31. Dezember 2020 wird die fünfjährige Steuerbefreiung fortgeführt. Der Anwendungsbereich der Befreiung wird hinsichtlich Brennstoffzellenfahrzeuge mit der Neuregelung ausdrücklich klargestellt.

Die novellierte Pkw-Energieverbrauchs-kennzeichnungsverordnung ist am 1. Dezember 2011 in Kraft **getreten**. Danach sind neu zugelassene Pkw in eine CO₂-Effizienzklasse (A+ bis G) einzustufen und zusammen mit weiteren Angaben, z. B. zu dem offiziellen Kraftstoffverbrauch, zu den CO₂-Emissionen oder zu den Betriebskosten, anhand eines Labels zu kennzeichnen. Im Bundesanzeiger werden dazu jeweils zum 30. Juni eines Jahres aktuell die Kraftstoffpreisliste für Energieträger (Kraftstoff und Strom) und die CO₂-Effizienzklassen veröffentlicht, die spätestens nach drei Monaten anzuwenden sind. Sollten 5 Prozent aller neu zugelassenen Fahrzeuge in einem Jahr die Klasse A+ einhalten, wird die Klasse A++ eröffnet. Damit ist in naher Zukunft zu rechnen.

II.5.1.3 Gesetz zur Umsetzung der Amtshilferichtlinie und Novelle der Dienstwagenbesteuerung

Dienstwagen mit Elektro- oder Hybridantrieb werden gegenüber Fahrzeugen mit konventionellem Antrieb nicht mehr steuerlich benachteiligt. Das Gesetz zur Umsetzung der Amtshilferichtlinie sowie zur Änderung steuerlicher Vorschriften novelliert die Dienstwagenbesteuerung von Elektrofahrzeugen. Die im Rahmen des Gesetzes umgesetzte Änderung des Einkommenssteuergesetzes bewirkt, dass steuerrechtliche Wettbewerbsnachteile von als Dienstwagen eingesetzten Fahrzeugen mit Elektro- oder Hybridantrieb gegenüber konventionell angetriebenen Fahrzeugen beseitigt wurden. Aufgrund der Tatsache, dass Elektrofahrzeuge wegen der noch hohen Batteriekosten in der Anschaffung teurer sind als konventionell angetriebene Fahrzeuge, ergibt sich aus der Nutzung eines solchen Dienstwagens für die Nutzer ein hoher geldwerter Vorteil, der sich steuerlich nachteilig auswirkte. Mit dem Gesetz werden rückwirkend zum 1. Januar 2013 die Listenpreise von Elektro- und Hybridfahrzeugen bei der Ermittlung des geldwerten Vorteils um einen nach der Batteriekapazität jährlich gestaffelten Abzugsbetrag gemindert und damit steuerliche Nachteile gegenüber konventionell angetriebenen Fahrzeugen beseitigt.

II.5.1.4 Förderprogramme

Besonders emissionsarme schwere Lkw werden gefördert. Die Bundesregierung fördert seit dem 1. September 2007 die Anschaffung besonders emissionsarmer schwerer Lkw auf der Basis der „Richtlinie zur Förderung der Anschaffung emissionsarmer schwerer Nutzfahrzeuge“. Es soll ein Anreiz gegeben werden, möglichst frühzeitig die Fahrzeugflotte auf solche serienmäßigen Neufahrzeuge umzustellen. Bisher wurden rund 88.000 Euro V-, EEV- und Euro VI-Lkw mit einem Volumen von 196 Millionen Euro gefördert (Stand: 30. September 2014). Nach dem geltenden Beihilferecht der Europäischen Union dürfen die Mitgliedstaaten nur solche Fahrzeuge fördern, die überobligatorische Abgasstandards erfüllen. Da der neueste Abgasstandard (Euro VI) seit Anfang Januar 2014 obligatorisch ist, ist das Förderprogramm derzeit ausgesetzt.

Sicherheit und Umwelt im Güterkraftverkehr wird gefördert. Zudem startete 2009 das unbefristet angelegte „Programm der Bundesregierung zur Förderung der Sicherheit und Umwelt in Unternehmen des Güterkraftverkehrs mit schweren Nutzfahrzeugen“. Die negativen Wirkungen des Straßengüterverkehrs mit schweren Nutzfahrzeugen auf die Umwelt sollen durch geringere Emissionen und Materialverbräuche reduziert werden. Gefördert werden der Erwerb von Ausrüstungsgegenständen, Einrichtungen und sonstige Maßnahmen im Bereich Umwelt und Sicherheit sowie Beratungen zu umwelt- und sicherheitsbezogenen Fragen der Unternehmensführung. Dabei werden fahrzeugbezogene und personenbezogene Maßnahmen sowie effizienzsteigernde Maßnahmen unterschieden. In einer Anlage zur Förderrichtlinie sind die förderfähigen Maßnahmen mit konkreten Beispielen aufgeführt. Zu den fahrzeugbezogenen Maßnahmen zählt z. B. die Nachrüstung eines Lkw mit einem Partikelfilter, eine effizienzsteigernde Maßnahme stellt z. B. die Anschaffung von Telematiklösungen dar. Die Förderung erfolgt auf Basis der Verordnung der (EU) Nr. 1407/2013 der Europäischen Kommission zu sogenannten De-Minimis-Beihilfen (Klein-Beihilfen). Das Förderprogramm wird vom Bundesamt für Güterverkehr (BAG) durchgeführt.

II.5.1.5 Clean Power for Transport – eine Kraftstoffstrategie für Europa (CPT)

Mit einer Veränderung der Antriebsstruktur und dem Kraftstoffmix von Fahrzeugen kann Energie im Verkehrsbereich eingespart werden. Ein weiterer Ansatzpunkt von Maßnahmen im Verkehrsbereich zur Energieeinsparung setzt bei der Antriebsstruktur der Fahrzeuge und dem Kraftstoffmix an. Der erfolgreiche Einsatz alternati-

ver Kraftstoffe und innovativer Antriebe hängt von einer leistungsfähigen Infrastruktur für alternative Kraftstoffe bzw. Ladestationen für Elektromobilität ab. Das Thema Infrastruktur steht im Mittelpunkt der nun verabschiedeten Richtlinie der EU-Kommission „Clean Power for Transport - eine Kraftstoffstrategie für Europa“ (CPT), die u. a. die Entwicklung und Implementierung gemeinsamer Standards für ganz Europa zum Ziel hat. Die Richtlinie deckt öffentlich zugängliche Ladeinfrastruktur, Infrastruktur für Druckerdgas (CNG) als auch Flüssigerdgas (LNG) sowohl für schwere Lkw als auch für die Schifffahrt ab. Zudem befasst sich die Richtlinie mit der Wasserstoffinfrastruktur. Zusätzlich sind Vorschriften für die Landstromversorgung von Schiffen sowie Flugzeugen enthalten. Dabei sind die jeweiligen Ausgestaltungen je nach Kraftstoffsorte unterschiedlich verpflichtend und auch auf der Zeitachse differenziert gestaffelt. Kernvorschlag ist die Entwicklung und Implementierung gemeinsamer technischer Standards für ganz Europa sowie ein Auftrag an die EU-Mitgliedstaaten, „nationale Strategierahmen für alle einzelnen Kraftstoffinfrastrukturen“ zu entwickeln. Die Bundesregierung teilt die Analyse der Kommission über Chancen und Herausforderungen alternativer Kraftstoffoptionen für eine zukunftsfähige Mobilität in Europa. Die Richtlinie muss nun in nationales Recht umgesetzt werden. Hierfür ist bis November 2016 Zeit. Derzeit erfolgt die Umsetzung hinsichtlich der Ladesteckerstandards im Rahmen des Verordnungsentwurfs über technische Mindestanforderungen an den sicheren und interoperablen Aufbau und Betrieb von öffentlich zugänglichen Ladepunkten für Elektromobile.

II.5.1.6 Förderung elektrisch betriebener Fahrzeuge

Der Einsatz von Elektromobilität trägt zum Erreichen der Ziele bei. Mit ihren Anstrengungen zur Förderung der Elektromobilität stellt die Bundesregierung die strategischen Weichen für die Mobilität und das Verkehrssystem der Zukunft. Die zunehmende Elektrifizierung des Verkehrs über die gesamte Bandbreite der Verkehrsträger und –segmente wird den Personen- und Güterverkehr effizienter gestalten und vor allem dem nach wie vor stark ölabhängigen Straßenverkehr den Zugang zu alternativen und insbesondere regenerativen Energiequellen erschließen.

Die Bundesregierung hat sich zum Ziel gesetzt, Deutschland in den nächsten Jahren zum Leitanbieter und Leitmarkt für Elektromobilität zu entwickeln.

Die Bundesregierung hat in der Marktvorbereitung den Schwerpunkt auf die Forschung und Entwicklung gelegt. Mit der Gründung der Nationalen Plattform Elektromobilität (NPE) im Jahr 2010 wurden alle beteiligten Akteure an einem Tisch versammelt. Ein Grundkonsens ist, dass jenseits öffentlicher Fördermittel für Forschung und Entwicklung und der Unterstützung durch die Gestaltung entsprechender Rahmenbedingungen für einen kommerziellen Marktdurchbruch letztendlich die Industrie gefordert ist, indem sie entsprechend attraktive Produkte anbietet. Nach dem Phasenmodell der Nationalen Plattform Elektromobilität befindet sich Deutschland 2014 noch in der Marktvorbereitungsphase mit einem entsprechenden Schwerpunkt auf Forschung, Entwicklung und Demonstrationsvorhaben. Laufende Projekte im Rahmen von Ressortforschungsförderungen werden fortgeführt. Das ressortübergreifende Schaufensterprogramm der Bundesregierung, die Modellregionen Elektromobilität und zahlreiche weitere Demonstrationsvorhaben machen die Elektromobilität für die Öffentlichkeit sichtbar und erfahrbar. Der Markthochlauf wird für die Jahre 2015 bis Ende 2017 angestrebt, für die Zeit danach wird ein einsetzender Massenmarkt mit kommerziell tragfähigen Geschäftsmodellen erwartet.

Die Bundesregierung fördert die Elektromobilität zur Unterstützung des Markthochlaufs. Auf der Basis des Regierungsprogramms Elektromobilität sind aus dem Jahr 2011 bereits einige Maßnahmen realisiert worden, die das Fahren von Elektroautos attraktiver machen: Alle vom 18. Mai 2011 bis zum 31. Dezember 2015 erstmals zugelassenen Personenkraftwagen, Nutzfahrzeuge, Leichtfahrzeuge und Krafträder sind für zehn Jahre von der Kraftfahrzeugsteuer befreit, wenn sie reine batterieelektrische Fahrzeuge oder Brennstoffzellenfahrzeuge sind. Reine batterieelektrische Fahrzeuge und Brennstoffzellenfahrzeuge, die im Zeitraum vom 1. Januar 2016 bis zum 31. Dezember 2020 erstmals zugelassen werden, sind für den Zeitraum von fünf Jahren von der Kraftfahrzeugsteuer befreit. Bei der Dienstwagenbesteuerung werden die Mehrkosten von Elektrofahrzeugen berücksichtigt (siehe Kapitel II.6.1.3). Auch bei den Normen und Standards – v.a. durch den „Typ-2-Ladestecker“ und das Combined Charging System („CCS“)-Schnellladesystem als EU-Standard - sind in den vergangenen Jahren wichtige Fortschritte erzielt worden. Der Bund wird zudem seine Fuhrparks schrittweise auf E-Autos umstellen und so mit gutem Beispiel vorangehen.

Die Bundesregierung legt ein Entwurf für ein Elektromobilitätsgesetz vor. Am 24. September 2014 hat das Bundeskabinett einen Gesetzentwurf für ein erstes Elektromobilitätsgesetz gebilligt. Darin soll u. a. die Ermächtigungsgrundlagen für die Kennzeichnung von Elektrofahrzeugen geregelt und straßenverkehrsrechtliche Privilegierungen geschaffen werden. In einem zweiten Schritt werden die entsprechenden Verordnungen erlassen bzw. angepasst. Damit werden die Rechtsgrundlagen für Länder, Kommunen und alle anderen Akteure geschaf-

fen. Auf dieser Grundlage soll es den Kommunen ermöglicht werden, als Anreizmaßnahme kostenlose Parkplätze zur Verfügung zu stellen oder Elektrofahrzeuge von Zufahrtsbeschränkungen auszunehmen. Ebenso wird die Möglichkeit zur Öffnung von Busspuren ein Element in einem breit angelegten Instrumentenkasten sein.

II.5.1.7 Biokraftstoffe

Das Biokraftstoffquotengesetz gibt Quoten für den Einsatz von Biokraftstoffen vor. Der Anteil erneuerbarer Energien im Verkehrsbereich wird derzeit hauptsächlich über Biokraftstoffe wie Biodiesel oder Bioethanol bereitgestellt. Mit dem Biokraftstoffquotengesetz wurden die entsprechenden Quoten in das Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) eingeführt. Nach § 37a BImSchG ist die Mineralölwirtschaft bis Ende 2014 verpflichtet, bezogen auf die jährliche Gesamtabsatzmenge an Kraftstoffen, einen Anteil von 6,25 energetischem Prozent durch Biokraftstoffe in den Verkehr zu bringen. Ab dem Jahr 2015 wird die Biokraftstoffquote auf eine Treibhausgasquote umgestellt, so dass Biokraftstoffe gemäß ihrer Klimabilanz auf die Quote angerechnet werden.

Biokraftstoffe müssen nachhaltig hergestellt sein. Seit Januar 2011 können Biokraftstoffe nach der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung nur dann auf die Biokraftstoffquote angerechnet oder steuerlich begünstigt werden, wenn sie nachweislich nachhaltig hergestellt worden sind. So müssen Biokraftstoffe – unter Einbeziehung der gesamten Herstellungs- und Lieferkette – im Vergleich zu fossilen Kraftstoffen mindestens 35 Prozent an Treibhausgasen einsparen (Altanlagen seit April 2013). Des Weiteren dürfen durch den Anbau der Pflanzen für die Biokraftstoffherstellung keine Flächen mit hohem Naturschutzwert oder Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand zerstört werden. Beim Anbau der Biomasse innerhalb der EU müssen zudem die Vorgaben der Cross Compliance eingehalten werden.

II.5.1.8 Maßnahmen zur Verschiebung der Verkehrsmittel-Anteile an der Verkehrsleistung

Durch eine Verschiebung der Verkehrsmittel-Anteile kann die Umwelt geschützt werden. Einige Maßnahmen setzen bei einer Veränderung der Anteile der verschiedenen Verkehrsmittel an der Verkehrsleistung oder dem –aufkommen (Modal Split) im Personen- und Güterverkehr zugunsten umweltfreundlicherer Verkehrsmittel an, wie etwa Investitionen der Bundesregierung in den Ausbau der Schieneninfrastruktur. Im Personenverkehr konnte der Anteil der Schiene an den Verkehrsleistungen seit 1990 insgesamt gesteigert werden. Seit 2003 konnte der Anteil der Schiene an den Güterverkehrsleistungen wieder leicht gesteigert werden.

Die Förderung des Radverkehrs trägt zu einer Veränderung des Modal Splits bei. Der „Nationale Radverkehrsplan 2020 – Den Radverkehr gemeinsam weiterentwickeln“ (NRVP) vom 1. Januar 2013 bildet die Grundlage für die Radverkehrspolitik des Bundes in Deutschland. In ihm werden die grundsätzlichen Leitlinien für die Radverkehrsförderung der kommenden Jahre dargestellt – ausgerichtet auf neue verkehrspolitische Herausforderungen, wie z. B. die Förderung des Fahrrades als gleichberechtigtes Verkehrsmittel in Städten und ländlichen Räumen, den Umgang mit großen Radverkehrsmengen in den Städten, aber auch die zunehmende Elektromobilität im Radverkehr. Die Förderung des Radverkehrs ist allerdings eine gemeinschaftliche Aufgabe von Bund, Ländern und Kommunen. Mit dem NRVP und den zur Umsetzung des NRVP geförderten nicht investiven Maßnahmen hat der Bund dabei eine wichtige Rolle als Moderator, Koordinator und Impulsgeber der bundesweiten Radverkehrsförderung übernommen. Darüber hinaus engagiert sich der Bund für den Bau und den Erhalt von Radwegen an Bundesstraßen, um die Verkehrssicherheit zu erhöhen. Im Jahr 2014 stehen im Haushalt des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur 80 Millionen Euro für den Radwegebau an Bundesstraßen zur Verfügung. Im Vergleich zum vergangenen Jahr wurden die Mittel um 20 Millionen Euro erhöht. Außerdem stehen im Jahr 2014 1,3 Millionen Euro für die Ertüchtigung von Betriebswegen an Bundeswasserstraßen für den Radverkehr zur Verfügung. Hinzu kommen 3 Millionen Euro für die Förderung von nicht investiven, innovativen Modellprojekten zur Umsetzung des NRVP. Darüber hinaus stellt der Bund den Bundesländern nach Art. 143c Grundgesetz jährlich rund 1,336 Milliarden Euro aus dem Bundeshaushalt u. a. zur Verbesserung der Verkehrsverhältnisse der Gemeinden zur Verfügung (sog. „Entflechtungsmittel“). Diese Mittel werden in der bisherigen Höhe bis 2019 weitergeführt und sind auch für die Radverkehrsinfrastruktur verwendbar. Entscheidend ist dafür aber die Bereitschaft in den einzelnen Bundesländern, die Mittel entsprechend für den Radverkehr einzusetzen. Darüber hinaus werden im Rahmen der Nationalen Klimaschutzinitiative (NKI) des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit entsprechende Maßnahmen und Projekte unterstützt. Die Kommunalrichtlinie der NKI ermöglicht den Kommunen die Förderung einer nachhaltigen Mobilität durch investive Maßnahmen im Bereich der Radverkehrsinfrastruktur und zur Errichtung verkehrsmittelübergreifender Mobilitätsstationen, mit dem Ziel, Fußverkehr, Radverkehr, Car-Sharing und ÖPNV zu vernetzen.

II.5.2 Ausblick

Das Ziel, den Endenergieverbrauch im Verkehr um rund 10 Prozent zu senken, wird voraussichtlich erst nach 2020 erreicht. Laut Verkehrsverflechtungsprognose 2030 ist mit einer Reduzierung des Endenergieverbrauchs des Verkehrs gemäß Energiebilanz (unter Einschluss des Luftverkehrs) um knapp 11 Prozent bis 2030 gegenüber 2005 zu rechnen (BVU, ITP, IVV, Planco 2014). Die Beurteilung der Gesamtsituation führt zu der Einschätzung, dass die bereits beschlossenen Effizienzsteigerungsmaßnahmen bei den Verkehrsmitteln nicht ausreichen, um die prognostizierten Steigerungen der Verkehrsleistungen zu kompensieren und das Endenergieverbrauchsziel im Jahr 2020 zu erreichen. Die Evaluierung beschlossener Maßnahmen zeigt, dass ein Großteil der CO₂-Minderung im Jahr 2020 im motorisierten Individualverkehr infolge der Effizienzsteigerungen bei Pkw und leichten Nutzfahrzeugen erreicht werden wird. Mittelfristig werden Instrumente wie die Effizienzsteigerung der konventionellen Antriebe, die verstärkte Elektrifizierung der Antriebsstränge und der Einsatz alternativer Energieträger sowie Steuerungselemente wie die CO₂-Zielvorgaben für neue PKW, die Pkw-Energieverbrauchskennzeichnung und die 2009 erfolgte Umstellung der Kraftfahrzeug-Steuer auf eine vorwiegend nach den CO₂-Emissionen orientierte Steuerbemessung weiterhin einen Beitrag zum Erreichen der Endenergieverbrauchsziele leisten. Ebenfalls wirksam sind Maßnahmen, die die Verlagerung von Verkehr von weniger effizienten auf effizientere Verkehrsträger lenken.

II.5.3 Schlussfolgerungen

Damit im Verkehr eine zusätzliche Reduktion des Endenergieverbrauchs erzielt werden kann, sind weitergehende Maßnahmen erforderlich.

Die Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (MKS) wird als lernende Strategie fortgeführt. Neben der Entwicklung weiterer zukünftiger Maßnahmen im Sektor Verkehr sind die in der MKS enthaltenen Handlungsempfehlungen und Maßnahmen zu konkretisieren, zu priorisieren und umzusetzen.

Darüber hinaus werden weitere Maßnahmen im Verkehr ergriffen, die zu einer Reduzierung des Endenergieverbrauchs und der CO₂-Emissionen bis 2020 beitragen sollen. Dies betrifft

- Maßnahmen im Güterverkehr, wie die Ausweitung der Lkw-Maut,
- Maßnahmen zur klimafreundlichen Gestaltung des Personenverkehrs, wie die Stärkung des öffentlichen Personennahverkehrs und des Rad- und Fußverkehrs,
- den verstärkten Einsatz elektrischer Antriebe bei Kraftfahrzeugen,
- übergreifende Maßnahmen im Verkehrsbereich sowie
- Maßnahmen im Luftverkehr und
- unterstützende Maßnahmen im internationalen Seeverkehr.

Die Maßnahmen werden im Einzelnen im Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) und im Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 erläutert (BMW i 2014b, BMUB 2014).

Die EU-Richtlinie „Clean Power for Transport“ verpflichtet die Mitgliedsstaaten zum Aufbau einer Tank- und Ladeinfrastruktur für alternative Kraftstoffe. Hierfür sind bis Ende 2016 nationale Strategiepläne zu entwickeln.

Die hier genannten Maßnahmen werden ihre Wirkungen überwiegend erst mittel- bis langfristig entfalten, sind aber aufgrund der Komplexität und langen Vorläufe jetzt zu beginnen.

II.6 Treibhausgasemissionen

Die Bundesregierung hat sich zum Ziel gesetzt, die Treibhausgasemissionen in Deutschland bis 2020 um mindestens 40 Prozent im Vergleich zu 1990 zu reduzieren. Dieses Ziel ist ein entscheidendes Etappenziel für das langfristige Ziel der Bundesregierung, die Emissionen bis 2050 um 80 bis 95 Prozent zu senken sowie zur Erreichung der dafür erforderlichen Zwischenschritte einer Minderung von mindestens minus 55 Prozent bis 2030 und mindestens minus 70 Prozent bis 2040 – jeweils gegenüber 1990.

Aktuelle Projektionen gehen davon aus, dass durch die bisher beschlossenen und umgesetzten Maßnahmen bis 2020 eine Minderung der Treibhausgase um etwa 33 bis 34 Prozent erreicht werden kann, mit einer Unsicherheit von +/- 1 Prozent. Daraus ergibt sich ein Korridor für die zu schließende Lücke von 5 bis 8 Prozentpunkten. Um das 40-Prozent-Ziel zu erreichen, sind also erhebliche zusätzliche Anstrengungen in allen Sektoren und von allen Akteuren erforderlich. Daher hat die Bundesregierung mit dem Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 zusätzliche Maßnahmen beschlossen, um das 2020-Ziel zu erreichen.

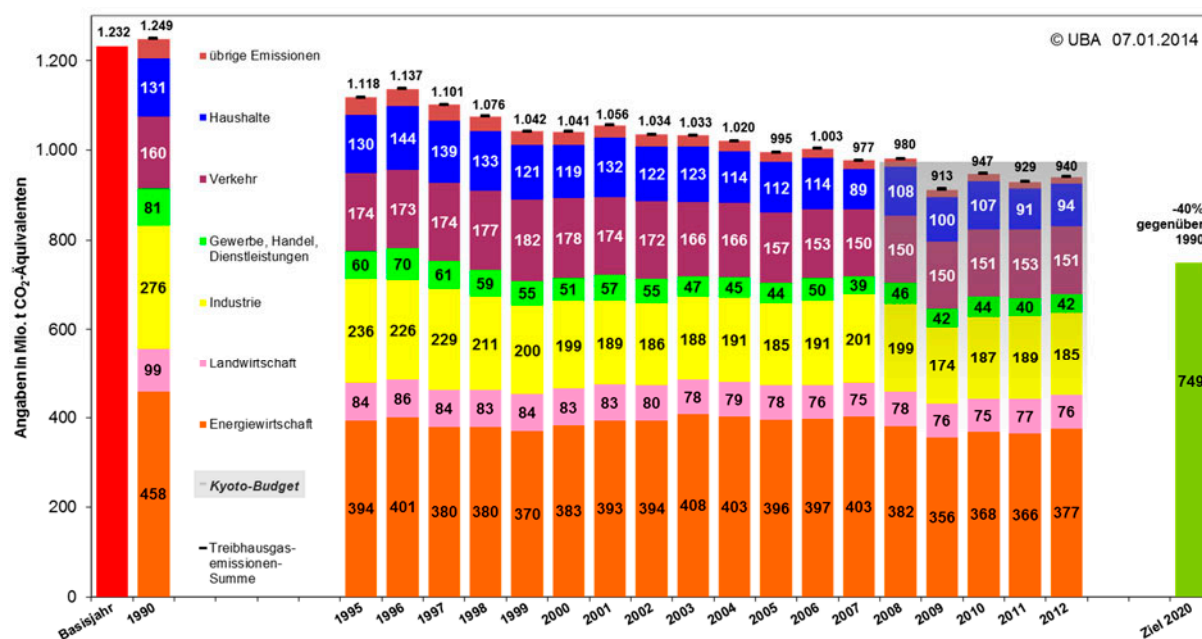
Die Bundesregierung geht davon aus, dass mit den Maßnahmen des Aktionsprogramms Klimaschutz 2020 eine zusätzliche Treibhausgasemissionenminderung von 62 bis 78 Mio. t bis 2020 erreicht werden kann und so das Ziel einer Minderung um mindestens 40 Prozent eingehalten werden kann. Die Bundesregierung wird die Umsetzung des Aktionsprogramms Klimaschutz in einem kontinuierlichen Prozess bis 2020 begleiten. Dazu erstellt das Bundesumweltministerium einen jährlichen Klimaschutzbericht.

Im Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 sind die Einzelheiten zum Stand der Zielerreichung und zusätzlichen Klimaschutzmaßnahmen der Bundesregierung dargestellt.

II.6.1 Treibhausgasemissionen und Erreichung des Klimaziels 2020

Aktuelle Projektionen gehen davon aus, dass durch die bisher beschlossenen und umgesetzten Maßnahmen bis 2020 eine Minderung der Treibhausgase um etwa 33 bis 34 Prozent erreicht werden kann, mit einer Unsicherheit von +/- 1 Prozent. Daraus ergibt sich ein Korridor für die zu schließende Lücke von 5 bis 8 Prozentpunkten. Diese Schätzung beruht auf Annahmen zu künftigen gesamtwirtschaftlichen Entwicklung, zur Entwicklung der Energie- und Kohlendioxid-Preise (CO₂-Preise), der Struktur und Nutzungsdauer des Kraftwerksparks und zur Bevölkerungsentwicklung. Der Minderungsbedarf kann somit je nach Entwicklung dieser Faktoren höher oder niedriger ausfallen. Um das 40-Prozent-Ziel zu erreichen, sind also in jedem Falle erhebliche zusätzliche Anstrengungen in allen Sektoren und von allen Akteuren erforderlich.

Abbildung II.6.1: Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland nach Sektoren



Quelle: Umweltbundesamt

Technisch-wirtschaftliche Potenziale für zusätzliche Minderungen bestehen grundsätzlich in allen Sektoren. Diese Potenziale sollen durch das Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 adressiert werden (BMUB 2014). Die Bundesregierung legt mit dem vorliegenden Aktionsprogramm jedoch keine sektorspezifischen Ziele fest.

II.6.1.1 Sektorale Betrachtung

Nachfolgend werden für die einzelnen Sektoren jeweils Ausgangslage, Potenziale und Handlungsfelder beschrieben.

Energiewirtschaft

Die Energiewirtschaft ist der Sektor mit den höchsten Treibhausgasemissionen und den größten technisch-wirtschaftlichen Minderungspotenzialen. Im Jahr 2012 entfielen rund 40 Prozent der Treibhausgasemissionen auf die Energiewirtschaft. Darin enthalten sind alle Emissionen aus der Verbrennung fossiler Energieträger in Kraftwerken der öffentlichen Versorgung zur Strom- und Wärmebereitstellung einschließlich der Verbrennungseinrichtungen des Gastransportes (Erdgasverdichter). Erfasst sind somit auch die Emissionen, die aus dem Stromverbrauch der privaten Haushalte und aus dem Stromverbrauch der Sektoren Verkehr, Industrie (außer Eigenzeugung) sowie Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) herrühren.

Von 1990 bis 2012 ist es durch eine Vielzahl von klima- und energiepolitischen Maßnahmen gelungen, die Treibhausgasemissionen im Sektor Energiewirtschaft um rund 18 Prozent zu senken – von 458 Mio. t auf 377 Mio. t CO₂-Äquivalente.

Laut Projektionsbericht der Bundesregierung von 2013 kann davon ausgegangen werden, dass die Emissionen des Energiesektors durch die bisher umgesetzten und weiter wirksamen Maßnahmen bis 2020 auf rund 306 Mio. t CO₂-Äquivalenten zurückgehen. Dabei ist die Wirkung der aktuellsten EEG-Novelle in den Modellrechnungen noch nicht berücksichtigt.

Die zentralen bestehenden Klimaschutzmaßnahmen in diesem Sektor sind der Emissionshandel, der Ausbau der erneuerbaren Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung auf der Angebotsseite sowie alle Maßnahmen zur Verringerung der Strom-, Wärme- und Kältenachfrage aus Kraftwerken der öffentlichen Versorgung (Steigerung der Energieeffizienz).

Die wichtigsten Handlungsfelder in diesem Sektor sind:

- eine anspruchsvolle Reform des Emissionshandels bereits deutlich vor 2020 auf EU-Ebene,
- ein kontinuierlicher, naturverträglicher Ausbau der erneuerbaren Energien im Rahmen des definierten EEG-Ausbaupfades bis 2025 bzw. 2050,
- die Weiterentwicklung der Kraft-Wärmekopplung,
- Maßnahmen zur Reduzierung des Stromverbrauchs, u. a. durch die ambitionierte Ausgestaltung des „Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz“ und
- eine Weiterentwicklung des konventionellen Kraftwerksparks.

Um das nationale Klimaschutzziel für 2020 zu erreichen, müssen alle Sektoren einen zusätzlichen Minderungsbeitrag erbringen. Weitere 22 Mio. t werden unter besonderer Berücksichtigung des Stromsektors und des europäischen Zertifikatehandels erbracht. Der Bundesminister für Wirtschaft und Energie wird in 2015 dazu einen Regelungsvorschlag vorlegen.

Industrie

Der Sektor Industrie war mit 185 Mio. t CO₂-Äquivalentemissionen im Jahr 2012 für knapp 20 Prozent der gesamten deutschen Treibhausgasemissionen verantwortlich. Darin enthalten sind die Emissionen aus Verbrennungsprozessen in der Industrie sowie aus der Eigenstromversorgung des Produzierenden Gewerbes und die Emissionen aus gewerblichen und industriellen Prozessen (Produktion und Produktverwendung, unter anderem auch von fluorierten Treibhausgasen, den sogenannten F-Gasen). Die durch Fremdstrombezug verursachten Emissionen und darauf bezogene Maßnahmen werden im Sektor Energiewirtschaft erfasst.

Die Industrie hat bei der Verringerung von Emissionen in der Vergangenheit bereits Fortschritte erzielen können. So sind dort seit 1990 die Emissionen um 91 Mio. t CO₂-Äquivalente bzw. um 33 Prozent gesunken. Seit 2002 hat sich an diesem Stand abgesehen von konjunkturbedingten Schwankungen nichts mehr geändert.

Laut Projektionsbericht der Bundesregierung ist damit zu rechnen, dass die Emissionen des Industriesektors bei Berücksichtigung der bis Ende 2012 ergriffenen Maßnahmen nur minimal auf 183 Mio. t CO₂-Äquivalente sinken werden. Es bestehen jedoch auch heute noch erhebliche technisch-wirtschaftliche Minderungspotenziale.

Die wichtigsten bisherigen Klimaschutzmaßnahmen in diesem Sektor sind der Emissionshandel, Anreize für Investitionen in höhere Energieproduktivität, der verstärkte Einsatz erneuerbarer Energien und Regelungen zur Minderung der fluorierten Treibhausgase (F-Gase). Auch hier kommt – wie in der Energiewirtschaft – einer ambitionierten Ausgestaltung des Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz, der Stärkung des Emissionshandels und der anspruchsvollen Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie eine bedeutende Rolle zu.

Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)

Der Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD – auch als „Kleinverbrauch“ bezeichnet) hatte einen Anteil von 5 Prozent an den Gesamtemissionen in 2012. Von 1990 bis 2012 sind die Treibhausgasemissionen im Sektor GHD bereits um rund 48 Prozent zurückgegangen.

Laut Projektionsbericht der Bundesregierung kann mit bestehenden Maßnahmen von einem weiteren Rückgang der Emissionen ausgegangen werden, es bestehen auch hier noch erhebliche technisch-wirtschaftliche Minderungspotenziale. Die direkten Emissionen und damit auch die Potenziale für zusätzliche Minderungen in diesem Sektor liegen vor allem im Bereich Nicht-Wohngebäude. Emissionen aus der Erzeugung von Strom und Fernwärme werden hingegen im Sektor Energiewirtschaft bilanziert. Bisher wurden vor allem durch Energieeffizienzanforderungen an Gebäude, Verfahren und Produkte deutliche Emissionsminderungen erreicht.

Durch zusätzliche Maßnahmen können hier bis 2020 noch weitere Minderungsleistungen erbracht werden. Zudem bestehen zusätzliche Potenziale zur Stromeinsparung und zum Einsatz erneuerbarer Energien, wodurch ein Beitrag zur angestrebten Emissionsminderung in der Energiewirtschaft geleistet wird.

Haushalte

Auch im Sektor Haushalte fallen direkte Emissionen (also ohne Strom und Fernwärme) fast ausschließlich durch die Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser in Wohngebäuden an. Der Sektor hat einen Anteil von 10 Prozent an den Gesamtemissionen im Jahr 2012. Die wichtigsten Instrumente sind u. a. das Energieeinsparungsgesetz, die Energieeinsparverordnung, die Heizkostenverordnung, das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz und die Kleinf Feuerungsanlagenverordnung (1. BImSchV), die Besteuerung von Brennstoffen zu Heizzwecken sowie Förderprogramme wie das CO₂-Gebäudesanierungsprogramm und das Marktanreizprogramm zur Förderung von erneuerbaren Energien im Wärmemarkt.

Von 1990 bis 2012 sind die direkten Emissionen im Sektor Haushalte bereits um rund 28 Prozent zurückgegangen. Durch zusätzliche Maßnahmen können hier bis 2020 weitere Minderungsleistungen erbracht werden, etwa durch eine zielgerichtete Förderung energetisch anspruchsvoller Gebäudesanierungen, den weiter verstärkten Einsatz erneuerbarer Energien und die sozialverträgliche Berücksichtigung dieser Aspekte im Miet- und Steuerrecht.

Dabei müssen die Ziele des Bündnisses für bezahlbares Wohnen und Bauen berücksichtigt und Synergien genutzt werden. Mittel- und langfristig sind im Sektor Haushalte auch im Ver- und Entsorgungsbereich, beispielsweise durch Grauwasserbehandlung mit Wärmerückgewinnung, weitere Potenziale vorhanden. Auch mit der Umsetzung von „Quartierskonzepten“ im Rahmen der energetischen Stadtsanierung können zusätzliche Minderungspotenziale identifiziert und erschlossen werden. Zudem bestehen im Haushaltssektor wie auch im Bereich GHD Spielräume für Maßnahmen zur Stromeinsparung, die die Emissionsminderung im Bereich der Energiewirtschaft unterstützen.

Verkehr

Der nationale Verkehr hatte im Basisjahr 1990 mit knapp 165 Mio. t CO₂-Äquivalenten einen Anteil von 13 Prozent an den Treibhausgasemissionen (ohne landwirtschaftlichen Verkehr). Wesentlichen Einfluss auf die Treibhausgasemissionen in diesem Sektor haben die Verkehrsleistung, der Energieverbrauch sowie die eingesetzten Kraftstoffe. Zwischen 1990 und 1999 stiegen die Verkehrsemissionen an und erreichten mit 182 Mio. t CO₂-Äquivalente einen Höchstwert und einen Anteil von 18 Prozent an den Treibhausgasemissionen.

Nach einer Phase des Rückgangs seit der Jahrtausendwende stiegen in den Jahren ab 2010 die verkehrsbedingten Emissionen wieder an. Im Jahr 2013 ergab sich nach vorläufigen Berechnungen bei den Emissionen des Verkehrs eine leichte Zunahme auf 156,3 Mio. t CO₂-Äquivalente. Dabei sind die Treibhausgasemissionen des internationalen Luftverkehrs und der Seeschifffahrt im nationalen Ziel nicht erfasst, für beide wird jedoch ein kontinuierliches Wachstum prognostiziert.

Gemäß dem Projektionsbericht der Bundesregierung belaufen sich die Emissionen im Sektor Verkehr (ohne Emissionen aus internationalem Verkehr) in 2020 auf rund 150 Mio. t CO₂-Äquivalente. Eine Aktualisierung

wird – auch unter Zugrundelegung der Verkehrsverflechtungsprognose (VVP) 2030 (BVU, ITP, IVV, Planco 2014) - im Rahmen der Erstellung des Projektionsberichts 2015 erfolgen.

Im Sektor Verkehr bieten die Nutzung effizienter und neuer Technologien sowie Verkehrsverlagerungen erhebliche Potenziale. Die wichtigsten bisherigen Klimaschutzmaßnahmen sind die Emissionsbeschränkungen für neue PKW und leichte Nutzfahrzeuge (EU-Verordnungen), Steuern auf Kraftstoffe, die Dekarbonisierungsstrategie im Kraftstoffbereich, die Kraftfahrzeugsteuer sowie die LKW-Maut.

Der konsequenten Einführung der Elektromobilität im Personenverkehr kommt – mit Strom aus erneuerbaren Energien – insbesondere im Hinblick auf die mittel- und langfristigen Klimaschutzziele eine sehr große Bedeutung zu. Darüber hinaus ist die Entwicklung alternativer Kraftstoffe vor allem für das Erreichen der langfristigen Klimaschutzziele bedeutsam. Wichtige Handlungsfelder sind zudem die Weiterentwicklung der LKW-Maut, der Ausbau und die Stärkung des Öffentlichen Personenverkehrs, des Schienengüterverkehrs sowie des Fahrrad- und Fußverkehrs.

Landwirtschaft

In diesem Sektor werden die Methan- und Lachgasemissionen aus der Landwirtschaft sowie die Kohlendioxidemissionen aus dem landwirtschaftlichen Kraftstoffeinsatz erfasst.

Im Jahr 2012 war die deutsche Landwirtschaft für die Emission von 76 Mio. t CO₂-Äquivalenten verantwortlich. Das sind rund 8 Prozent der gesamten Treibhausgasemissionen dieses Jahres. Von 1990 bis 2012 sind die Treibhausgasemissionen im Sektor Landwirtschaft um rund 23 Prozent zurückgegangen, von 99 Mio. t auf 76 Mio. t CO₂-Äquivalente.

Gemäß Projektionsbericht der Bundesregierung sinken die Emissionen in diesem Sektor mit bisherigen Maßnahmen bis 2020 auf 72 Mio. t CO₂-Äquivalente. Im Sektor Landwirtschaft resultieren die bisherigen Minderungen in erster Linie aus den Umwelanforderungen der gemeinsamen EU-Agrarpolitik, einem verbesserten Düngemittelmanagement und einer stärkeren Kopplung von Viehdichten an die Fläche. Zusätzliche Minderungsoptionen bestehen beispielsweise durch die Ausweitung des Ökolandbaus und die Erhöhung der Effizienz beim Stickstoffeinsatz.

Die Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden (z. B. durch Grünlandumbruch) sowie die Emissionen bzw. die Kohlenstoffspeicherung in der Forstwirtschaft werden bisher nicht in die Bewertung der Zielerreichung beim Klimaschutz einbezogen. Mittelfristig sollten die Potenziale für zusätzliche Klimaschutzmaßnahmen in diesem Bereich in den Blick genommen werden. Der Bereich Forstwirtschaft und Holz bietet Minderungspotenziale durch die Senkenfunktion insbesondere von arten- und strukturreichen Wäldern und feuchten Waldstandorten sowie durch die CO₂-Speicherkapazität von Holz.

Übrige Emissionen

Als übrige Emissionen werden im Wesentlichen die Methan- und Lachgasemissionen aus der Kreislauf- und Wasserwirtschaft erfasst.

75 Prozent der Emissionen in diesem Sektor entfallen auf die Abfalldeponierung, 18 Prozent auf die Abwasserbehandlung und 7 Prozent auf Kompostierung und mechanisch-biologische Abfallbehandlung (MBA). Im Bereich der übrigen Emissionen insbesondere der Abfall- und Kreislaufwirtschaft konnten in der Vergangenheit bereits weit überdurchschnittliche Minderungen erreicht werden – in erster Linie durch das Verbot der Deponierung organisch abbaubarer Siedlungsabfälle und verstärktes Recycling. So sanken die Emissionen in diesem Sektor von 43 Mio. t CO₂-Äquivalenten 1990 um 67 Prozent auf 14 Mio. t CO₂-Äquivalente 2012. Damit hat der Sektor nur noch einen Anteil von 1,5 Prozent an den Gesamtemissionen in 2012. Laut Projektion ist auf Grund bisher ergriffener Maßnahmen mit einem weiteren Rückgang der Emissionen bis 2020 auf 10 Mio. t CO₂-Äquivalente zu rechnen. Dieser kann durch weitere Maßnahmen im Bereich Deponien noch gesteigert werden.

Mittelfristig bestehen im Bereich der Abwasserwirtschaft Potenziale zur Emissionsreduktion durch weitere Energieeffizienzsteigerungen, der Eigenversorgung mit Strom und Wärme auf der Basis erneuerbarer Energie (Klärgas u.ä.) und, wie auch im Sektor Haushalte, mittel- und langfristige weitere durch Grauwasserbehandlung mit Wärmerückgewinnung.

Darüber hinaus offerieren auch Maßnahmen zur Verbesserung der Ressourceneffizienz Minderungspotenziale. Diese Minderungen werden gemäß Quellprinzip der Treibhausgasberichterstattung in den Sektoren Industrie bzw. Energiewirtschaft bilanziert.

II.6.2 Schlussfolgerungen

Die Bundesregierung hat mit dem Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 zusätzliche Maßnahmen beschlossen, um das 2020-Ziel zu erreichen. Darüber hinaus wird ein Klimaschutzplan 2050 erarbeitet, der die weiteren Reduktionsschritte im Lichte der europäischen Ziele und der Ergebnisse der Pariser Klimakonferenz 2015 bis zum Ziel im Jahr 2050 beschreibt und in einem breiten Dialogprozess mit Maßnahmen unterlegt. Für das 40-Prozent-Ziel sind in jedem Falle erhebliche zusätzliche Anstrengungen in allen Sektoren und von allen Akteuren erforderlich.

Die Einzelheiten zum Stand der Zielerreichung und zusätzlichen Klimaschutzmaßnahmen der Bundesregierung sind im Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 dargestellt.

Die Bundesregierung geht davon aus, dass mit den Maßnahmen des Aktionsprogramms Klimaschutz 2020 eine zusätzliche Treibhausgasreduzierung von 62 bis 78 Mio. t bis 2020 erreicht werden kann und so das Ziel einer Reduzierung um mindestens 40 Prozent eingehalten werden kann. Die Bundesregierung wird die Umsetzung des Aktionsprogramms Klimaschutz 2020 in einem kontinuierlichen Prozess bis 2020 begleiten. Dazu erstellt das Bundesumweltministerium einen jährlichen Klimaschutzbericht.

Teil III – Rahmenbedingungen für die Energiewende

Der dritte Teil des Fortschrittsberichts behandelt den energiepolitischen Rahmen mit dem die Energiewende umgesetzt wird. Auch Teil III umfasst eine Evaluation der Maßnahmen in den verschiedenen Handlungsbereichen und gibt einen Ausblick auf die möglichen Entwicklungen bis in das Jahr 2020.

Im Einzelnen geht Teil III auf die folgenden Rahmenthemen ein:

- Strommarkt und Versorgungssicherheit (Kapitel III.1)
- Netzbestand und Netzausbau (Kapitel III.2)
- Energieversorgung im europäischen und internationalen Kontext (Kapitel III.3)
- Energiepreise und Energiekosten (Kapitel III.4)
- Energieforschung und Innovationen (Kapitel III.5)
- Gesamtwirtschaftliche Effekte der Energiewende (Kapitel III.6)
- Umweltverträglichkeit (Kapitel III.7)
- Akzeptanz der Energiewende (Kapitel III.8)

III.1 Strommarkt und Versorgungssicherheit

Der Strommarkt durchläuft eine Phase des Übergangs. Erneuerbare Energien werden mehr Verantwortung in der Stromversorgung übernehmen, die Nutzung der Kernenergie in Deutschland endet 2022 und die europäischen Märkte für Strom wachsen weiter zusammen. Die fluktuierende Stromerzeugung aus Wind und Sonne sowie die Einbettung in den europäischen Zusammenhang bringen neue Herausforderungen und verlangen eine Weiterentwicklung des Strommarkts.

Die Vorhaltung ausreichender Kapazitäten erfordert eine Grundsatzentscheidung. Für die langfristige Entwicklung des Strommarktes stehen zwei grundsätzliche Lösungsansätze zur Verfügung: Wollen wir einen optimierten Strommarkt (Strommarkt 2.0) mit einem glaubwürdigen rechtlichen Rahmen, auf den Investoren vertrauen können, und in dem Stromkunden in eigener Verantwortung über ihre Nachfrage bestimmen, wie viele Kapazitäten vorgehalten werden – oder wollen wir neben dem bestehenden Strommarkt einen zweiten Markt für die Vorhaltung von Kapazitäten einführen (Kapazitätsmarkt)?

Auf der Grundlage breit angelegter wissenschaftlicher Gutachten und einer eingehenden Diskussion mit den Akteuren hat das Bundeswirtschaftsministerium den Stand der Diskussion und den Entscheidungsbedarf im Grünbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ zusammengefasst. Dieses wird nun mit der Öffentlichkeit konsultiert.

Die Versorgungssicherheit ist gewährleistet. Sowohl die Versorgung mit Rohstoffen als auch die bestehenden Erzeugungskapazitäten für Strom befinden sich auf hohem Niveau. Der Strommarkt ist sogar von Überkapazitäten gekennzeichnet. In Süddeutschland sind jedoch Reservekraftwerke erforderlich, bis die nötigen Netze gebaut sind. Bis dahin gewährleistet die Netzreserve den sicheren Netzbetrieb in Belastungssituationen.

Das folgende Kapitel gliedert sich in drei Unterkapitel.

- Das erste Unterkapitel stellt kurz die Diskussion um ein langfristig tragfähiges Strommarktdesign dar. Ausführlich stellt das Grünbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ dieses Thema dar.
- Das zweite Unterkapitel behandelt die Situation der Kraft-Wärme Kopplung.
- Das dritte Unterkapitel geht auf die Versorgungssicherheit in Deutschland mit einem besonderen Fokus auf Süddeutschland ein. Weitere Informationen zum Stand der Versorgungssicherheit befinden sich im Monitoring-Bericht „Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität“ gemäß Energiewirtschaftsgesetz.

III.1.1 Diskussion um ein langfristig tragfähiges Strommarktdesign

Der Strommarkt durchläuft eine Phase des Übergangs. Erneuerbare Energien werden mehr Verantwortung in der Stromversorgung übernehmen, die Nutzung der Kernenergie in Deutschland endet 2022 und die europäischen Märkte für Strom wachsen weiter zusammen. Die fluktuierende Stromerzeugung aus Wind und Sonne sowie die Einbettung in den europäischen Zusammenhang bringen neue Herausforderungen und verlangen eine Weiterentwicklung des Strommarkts.

Die Aufgabe des Strommarkts bleibt identisch. Sie liegt darin, bei steigenden Anteilen von Wind- und Sonnenenergie zu jedem Zeitpunkt Erzeugung und Verbrauch auszugleichen. Hierfür muss der Strommarkt zwei Funktionen erfüllen: Zum einen dafür sorgen, dass ausreichend Kapazitäten vorhanden sind (Vorhaltefunktion) und zum anderen, dass diese Kapazitäten zur richtigen Zeit und im erforderlichen Umfang eingesetzt werden (Einsatzfunktion). Das zukünftige Marktdesign und der Ordnungsrahmen für den Stromsektor sind so zu gestalten, dass die Stromversorgung sicher, kosteneffizient und umweltverträglich ist. Für die zwei Funktionen des Strommarktes besteht, vor diesem Hintergrund, unterschiedlicher Handlungsbedarf.

Der Einsatz verfügbarer Kapazitäten muss optimiert werden. Hierzu zählen insbesondere die bessere Bewirtschaftung der Bilanzkreise, der Netzausbau und die Weiterentwicklung der Regelleistungsmärkte. Das sind „Sowieso-Maßnahmen“, d.h. sie sind in jedem Fall sinnvoll und wichtig für den sich wandelnden Strommarkt.

Die Vorhaltung ausreichender Kapazitäten erfordert eine Grundsatzentscheidung. Für die langfristige Entwicklung des Strommarktes stehen zwei grundsätzliche Lösungsansätze zur Verfügung: Wollen wir einen optimierten Strommarkt (Strommarkt 2.0) mit einem glaubwürdigen rechtlichen Rahmen, auf den Investoren vertrauen können, und in dem Stromkunden in eigener Verantwortung über ihre Nachfrage bestimmen, wie viele Kapazitäten vorgehalten werden – oder wollen wir neben dem bestehenden Strommarkt einen zweiten Markt für die Vorhaltung von Kapazitäten einführen (Kapazitätsmarkt)? Die Konzepte werden im Grünbuch „Ein Strommarkt

für die Energiewende“ eingehend dargestellt. Hierbei sind insbesondere auch die Kostenentwicklungen für alle Stromverbraucher wesentlich mit zu betrachten.

Das Kraftwerksforum strukturierte die Diskussion. Der Bericht des Kraftwerksforums an die Bundeskanzlerin und die Ministerpräsidentinnen und Ministerpräsidenten der Länder vom 28. Mai 2013 strukturierte die Debatte um ein langfristig tragfähiges Strommarktdesign (BMWi 2013). Im Rahmen des Kraftwerksforums entstand auch die Idee, wissenschaftliche Gutachten zu beauftragen, um die Leistungsfähigkeit des Strommarkts und die Auswirkungen von Kapazitätsmärkten genauer zu untersuchen.

Die Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie wurden in der Plattform Strommarkt intensiv diskutiert. Die Plattform Strommarkt löste das Kraftwerksforum in der neuen Legislaturperiode ab (siehe Kapitel III.8.3.3). Die Ergebnisse der Untersuchungen zur Leistungsfähigkeit des Strommarkts und der Auswirkungen von Kapazitätsmärkten flossen zudem in die Erarbeitung des Grünbuchs ein.

Das Grünbuch eröffnet die Konsultation zum zukünftigen Strommarktdesign. Mit dem Grünbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ ermöglicht das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie eine strukturierte Diskussion und eine informierte politische Entscheidung über das zukünftige Strommarktdesign (BMWi 2014a).

Parallel zur Konsultation führt das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie Gespräche mit unseren Nachbarstaaten und der Europäischen Kommission.

Ein Weißbuch mit konkreten Maßnahmen folgt auf die Konsultation des Grünbuchs. Auch das Weißbuch wird öffentlich konsultiert werden. Daran wird sich die notwendige Gesetzgebung anschließen. Die folgende Abbildung gibt einen Überblick der nächsten Schritte.



III.1.2 Kraft-Wärme-Kopplung

Durch die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) werden Brennstoffe und CO₂-Emissionen eingespart. In jedem thermischen Kraftwerk fällt unvermeidbar ein Teil der Energie als Abwärme an. Die KWK nutzt diese Abwärme für sonstige Prozesse z. B. in der Industrie als Prozesswärme oder für die Beheizung von Wohnraum u. a. durch Fernwärme. Gegenüber ungekoppelten Anlagen können KWK-Anlagen höhere Gesamtnutzungsgrade von über 80 Prozent erreichen.

Mit der Novelle des KWKG wurde die Förderung von Wärme- und Kältespeichern und -netzen verbessert. Speicher und Netze ermöglichen eine stärker strommarktorientierte Betriebsweise von KWK-Anlagen, d.h. die Anlagen können durch Zwischenspeicherung der Wärme unabhängiger vom aktuellen Wärmebedarf entsprechend des Stromnachfrage erzeugen. Flexible KWK-Anlagen passen somit auch besser zu einer zukünftigen Stromversorgung mit hohen Anteilen aus Wind- und Photovoltaik-Strom.

Die Förderung nach dem KWKG ist auf insgesamt 750 Millionen Euro pro Jahr gedeckelt. Dieser Betrag wurde in den vergangenen 7 Jahren nicht erreicht. Für das Jahr 2014 prognostizieren die Übertragungsnetzbetreiber ein KWKG-Umlagevolumen von rund 500 Millionen Euro.

Studien prognostizieren einen KWK-Anteil an der Nettostromerzeugung von über 16 Prozent bis 2020. In der Energierferenzprognose (Prognos, EWI, GWS 2014) liegt der Anteil der KWK-Nettostromerzeugung bis zum Jahr 2020 bei 16,1 Prozent. Auch das für die Evaluierung des KWKG erstellte Gutachten (Prognos, IFAM, IREES, BHKW-Consult 2014) prognostiziert eine Stagnation bei 16,8 Prozent im Jahr 2020. Der Anstieg der vergangenen Jahre wird vor allem der gesteigerten Produktion in EEG-geförderten Biomassekraftwerken, in Anlagen für die Objektversorgung und in industriellen KWK-Anlagen zugeschrieben.

Das Gutachten zur Evaluierung des KWKG sieht Ausbaupotenziale für Kraft-Wärme-Kopplung von bis zu 170 TWh (betriebswirtschaftlich) bzw. 240 TWh (volkswirtschaftlich). Diese können mittelfristig auch bei einem starken Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erschlossen werden, weil die KWK-Erzeugung

– insbesondere der KWK-Fernwärme – gut zu den Einspeiseprofilen von Wind und Photovoltaik passt. Allerdings stellt sich die Frage, ob im Hinblick auf die steigenden Anteile der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung die Nettostromerzeugung insgesamt im neuen Strommarkt die richtige Basis für die Festlegung des KWK-Ziels darstellt. Langfristig hängt die mögliche Nutzung des KWK-Potenzials von der Struktur der Stromerzeugung, der Entwicklung der Stromnachfrage sowie der Flexibilität des gesamten Stromsystems ab.

Nicht zuletzt machen die Gutachten deutlich, dass die Realisierung der Ausbauziele für KWK aber auch Maßnahmen im Bestand ggf. mit hohen Kosten verbunden sind. Als wesentlicher Grund für den stagnierenden KWK-Anteil sieht das Gutachten das aktuell sehr niedrige Strompreisniveau. Ein Zubau von KWK-Anlagen ist unter den gegebenen Rahmenbedingungen nur im Bereich der Objektversorgung und der industriellen KWK sowie - im Rahmen des im EEG 2014 vorgegebenen Ausbaukorridors - im Bereich biogener KWK-Anlagen zu erwarten.

Die genannten Zusammenhänge machen es erforderlich, dass über die weitere Entwicklung der KWK im Frühjahr 2015 im Zusammenhang mit den Grundsatzentscheidungen zum Strommarkt zu diskutieren und zu entscheiden ist. Die KWK-Novelle zur Umsetzung kann sich daran unmittelbar anschließen und muss nicht auf das Legislativpaket zum Strommarkt warten.

Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber prognostizieren die Entwicklung des Finanzvolumens gemäß KWKG. Tabelle III.1.1 stellt das Finanzvolumen gemäß KWKG im Zeitraum 2004 bis 2018 dar. Für alle Jahre bis 2012 sind die vorliegenden Abrechnungsdaten angegeben.

Tabelle III.1.1: Entwicklung des Finanzvolumens gemäß Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (gerundet)

Jahr	Finanzvolumen in Millionen Euro
2004	795
2005	862
2006	787
2007	641
2008	523
2009	490
2010	397
2011	220
2012	264
2013	364
2014	494
2015	532
2016	584
2017	625
2018	707
Summe	8.279

Quelle: Mittelfristprognose der Übertragungsnetzbetreiber zum Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz

III.1.3 Versorgungssicherheit

Auch in Zukunft muss die Versorgungssicherheit jederzeit gewährleistet sein. Um ein genaues Bild vom Status quo zu erhalten, erstellte das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie im Juli 2014 einen Monitoring-Bericht gemäß Energiewirtschaftsgesetz über die „Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität“ (BMWi 2014i).

III.1.3.1 Energieträger

Die Verfügbarkeit von Energieträgern für die Stromerzeugung ist in einem hohen Maße gesichert. 2012 lag der Anteil des durch heimisch verfügbare Energieträger (Braunkohle, Steinkohle, Gas, erneuerbare Energien) erzeugten Stroms bei etwa 50 Prozent. Dieser Anteil sollte aufgrund des Zubaus an Erneuerbaren-Energien-Anlagen weiter zunehmen.

Der Erzeugungsmix der Stromversorgung in Deutschland ist weiterhin relativ breit. Dies trägt auch zur Versorgungssicherheit in Deutschland bei. Die Gaswirtschaft unternimmt darüber hinaus intensive Anstrengungen, die Erdgasinfrastruktur (Leitungen und Speicher) auszubauen und den Erdgasbezug hinsichtlich Lieferquellen und -wegen weiter zu diversifizieren.

III.1.3.2 Leistungsbilanz

Bis 2017 bestehen deutliche Überkapazitäten. Im Betrachtungszeitraum der Übertragungsnetzbetreiber bis zum Jahr 2017 liegt die prognostizierte durchschnittliche verfügbare Leistung bei ca. 96 GW (siehe Tabelle III.1.2). Demgegenüber steht eine prognostizierte Last von ca. 82 GW. Die Übertragungsnetzbetreiber weisen für Deutschland im Ergebnis eine verbleibende Leistung (Überdeckung) von durchschnittlich ca. 10 GW für den Zeitraum 2014 bis 2017 aus (siehe Tabelle III.1.2). Zudem berücksichtigen sie die installierten Leistungen von Kraftwerken aus dem Ausland, die direkt in das deutsche Netz einspeisen. Unter Berücksichtigung dieser Kraftwerke und der jeweils aus deutschen Regelzonen zu deckenden, ausländischen Last ergibt sich eine durchschnittliche verbleibende Leistung (Überdeckung) für den Zeitraum 2014 bis 2017 in Höhe von ca. 12 GW (siehe Tabelle III.1.2).

Tabelle III.1.2: Prognosen zur durchschnittlichen verfügbaren Leistung und zur verbleibenden Leistung (Überdeckung) in Gigawatt

Leistung in GW	2014	2015	2016	2017
Durchschnittliche verfügbare Leistung	95,8	95,2	94,4	95,3
Verbleibende Leistung (Überdeckung)	10,3	9,6	8,8	9,8
Verbleibende Leistung (Überdeckung) unter Berücksichtigung von Kraftwerken im Ausland, die ins deutsche Netz einspeisen	12,7	12,2	11,4	12,3

Quelle: ÜNB 2014c

Kurz- bis mittelfristig sind ausreichend Kapazitäten vorhanden. Die bestehenden Kapazitäten können in den kommenden Jahren eine sichere Versorgung der Verbraucher mit Strom gewährleisten (ÜNB 2014c, r2b 2014, Frontier 2014). Die derzeit zu beobachtenden niedrigen Großhandelspreise unterstreichen die Tatsache, dass es gegenwärtig erhebliche Überkapazitäten gibt. Die Liberalisierung der Strommärkte und der EU-Binnenmarkt für Elektrizität tragen zu den derzeit vorhandenen Überkapazitäten bei.

Der Bedarf an Grund- und Mittellastkraftwerken sinkt. Der Ausbau der erneuerbaren Energien verändert die Anforderungen an den thermischen Kraftwerkspark. Insgesamt sind weniger fossile Kraftwerke und insbesondere weniger Grund- und Mittellastkraftwerke erforderlich, während der Bedarf an flexiblen Spitzenlasttechnologien und Lastmanagement steigt.

Die Versorgungssicherheit sollte europäisch betrachtet werden. Eine rein nationale Sicht auf Versorgungssicherheit ist mit dem Konzept eines europäischen Strommarktes nicht vereinbar. Deutschland und andere EU-Mitgliedstaaten messen Versorgungssicherheit bislang vor allem anhand des statistischen Ansatzes nationaler Leistungsbilanzen. Diese Vorgehensweise ist mit dem real existierenden Strombinnenmarkt wenig kompatibel

und daher überarbeitungsbedürftig. Dies gilt auch, weil die Bedeutung dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien wächst. Durch die großräumigen Ausgleichseffekte bei den Höchstlasten und dem Beitrag der erneuerbaren Energien zur gesicherten Leistung bestünde in einem voll funktionsfähigen europäischen Energiebinnenmarkt grundsätzlich ein geringerer Bedarf an Erzeugungskapazität, Lastmanagement und Speichern.

Das Bundeswirtschaftsministerium diskutiert mit Stakeholdern in Europa Verbesserungen beim Monitoring der Versorgungssicherheit. Das Ministerium setzt sich für eine länderübergreifende Betrachtung der Versorgungssicherheit ein. Außerdem sollen die Regulierer neben konventionellen und erneuerbaren Erzeugungseinheiten zukünftig auch Flexibilitätsoptionen, z. B. das Lastmanagement, berücksichtigen. Der vom Bundeswirtschaftsministerium angestoßene Prozess baut auf den Arbeiten des regionalen „Pentalateralen Energieforums“ auf. In diesem Forum sind neben Deutschland auch Österreich, die Niederlande, Belgien, Luxemburg, Frankreich und als Beobachter die Schweiz vertreten.

III.1.3.3 Reservekraftwerksverordnung

Deutschlandweit gibt es mehr als genug Kapazitäten, jedoch stehen immer weniger davon im Süden zur Verfügung. Nach der Abschaltung von fünf Kernkraftwerken in Süddeutschland und aufgrund unzureichender Übertragungskapazitäten in Nord-Süd-Richtung herrscht insbesondere im Süden bei gleichzeitig hoher Windeinspeisung und hoher Last eine angespannte Situation in den Netzen. Den Übertragungsnetzbetreibern stehen in diesen Fällen nur noch wenige freie Kraftwerke zum Redispatch und zur lokalen Spannungshaltung zur Verfügung.

Die Netzreserve stellt ausreichend Erzeugungskapazitäten für den Redispatch sicher. Für den Redispatch bedarf es ausreichend Erzeugungskapazitäten, die im Bedarfsfall „hinter dem Engpass“ hochgefahren werden können. Wenn hierfür regional nicht mehr ausreichend im Markt aktive Kraftwerke zur Verfügung stehen, müssen die benötigten Kapazitäten in Form von Reservekraftwerken gesichert werden. In der Netzreserve werden deshalb Kraftwerke außerhalb des Strommarkts gebunden und im Bedarfsfall für den sicheren Betrieb des Netzes eingesetzt.

In den kommenden Wintern werden weiterhin Reservekraftwerke benötigt. Dies hat auch die Evaluierung der Regelungen des sog. Wintergesetzes und der Reservekraftwerksverordnung ergeben (BMWi 2014h).

Erst der Netzausbau macht die Netzreserve überflüssig. In den kommenden acht Jahren soll der gesetzlich festgelegte Netzausbau erfolgen. Dieser stellt die langfristige Lösung für die Netzprobleme dar und wird die Netzreserve überflüssig machen. Die Fertigstellung zentraler EnLAG-Projekte wird die Situation vorübergehend entspannen. Im genannten Zeitraum erfolgt aber auch die Stilllegung von weiteren Kernkraftwerken in Süddeutschland und der Ausbau von Windkraftanlagen nördlich der Netzengpässe wird voranschreiten. Zudem werden voraussichtlich weitere fossile Kraftwerke in Süddeutschland stillgelegt. Die jährlich durchzuführenden Systemanalysen der Übertragungsnetzbetreiber zeigen daher erwartungsgemäß für die kommenden Winter einen steigenden Redispatch-Bedarf, der nur mit Reservekraftwerken der Netzreserve gedeckt werden kann.

III.1.3.4 Systemstabilität

Die Zuverlässigkeit der Stromversorgung für die Endkunden ist weiterhin hoch. Die Nichtverfügbarkeit, d.h. die Zeit, die ein Letztverbraucher im Durchschnitt nicht mit Elektrizität versorgt werden kann, betrug 15,32 Minuten im Jahr 2013 (SAIDI = „System Average Interruption Duration Index“). Dieser Wert liegt geringfügig unter dem im Vorjahr (2012) ermittelten Wert von 15,92 Minuten und ist im europäischen Vergleich besonders niedrig (siehe Kapitel 1.7.4.2).

III.2 Netzbestand und Netzausbau

Der Ausbau der erneuerbaren Energien und die Liberalisierung des Strommarktes machen den Ausbau der Stromnetze erforderlich. Der zunehmende Stromtransport von Nord nach Süd erhöht den Bedarf an Übertragungsleitungen. Wegen der dezentralen Einspeisung insbesondere aus Wind- und Photovoltaikanlagen müssen auch die Verteilnetze weiter ausgebaut werden.

Die Bundesregierung hat die Rahmenbedingungen für einen beschleunigten Ausbau der Übertragungsnetze geschaffen. Mit Szenariorahmen, Netzentwicklungsplan (NEP) und Bundesbedarfsplanung wurde die Grundlage für eine vorausschauende, beschleunigte und transparente Planung der Übertragungsnetze gelegt. Das Zusammenwachsen des europäischen Strombinnenmarktes setzt sich fort und wird durch den weiteren Ausbau von Grenzkuppelstellen weiter vorangetrieben.

Die Bundesregierung wird auch die Modernisierung der Verteilernetze weiter voranbringen. Neben der Evaluierung der Anreizregulierung betrifft dies den Einsatz intelligenter Messsysteme.

Netzausbau, Netzmodernisierung und die Veränderung der Netzstruktur sind unvermeidbar. Mit dem Umbau der Energieversorgung von konventioneller auf erneuerbare Erzeugung wird sich auch die Netzstruktur erheblich verändern müssen. Treiber sind der zunehmende Stromtransport auf Übertragungsebene von Nord nach Süd (insbesondere Wind und geplante konventionelle Kraftwerke in Küstennähe) sowie eine verstärkte dezentrale Einspeisung (insbesondere kleine Erneuerbare-Energien-Anlagen) in die Verteilernetze.

III.2.1 Maßnahmen im Bereich der Strom- und Gasnetze

Mit der Energiewende und mit der Integration des Binnenmarktes ist ein zügiger und anspruchsvoller Umbau der Netzinfrastruktur verbunden. Die sukzessive Abschaltung der Kernkraftwerke, die sich vornehmlich im Süden Deutschlands befinden, erfordert einen erhöhten Stromtransport von Norden nach Süden. Zudem sollen bis 2020 6.500 MW an Leistung in Offshore-Windenergieanlagen installiert werden. Durch den Anschluss von Erneuerbare-Energien-Anlagen in den Verteilernetzen kehrt sich teilweise die Richtung des Stromflusses um. Strom muss auch von den niedrigen Spannungsebenen in die höheren Spannungsebenen transportiert werden. Zugleich müssen immer mehr fluktuierend produzierende Anlagen ins Netz integriert werden. Entsprechend müssen die neuen Anlagen die Funktionen der konventionellen Kraftwerke übernehmen und ihren Teil der Verantwortung für einen sicheren und stabilen Netzbetrieb tragen. Auf diese technischen und ökonomischen Herausforderungen muss auf vielen Ebenen reagiert werden.

III.2.1.1 Energieleitungsausbaugesetz

Mit dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) aus dem Jahr 2009 hat die Bundesregierung auf die veränderten Anforderungen an das Übertragungsnetz reagiert. Es erfolgte zum ersten Mal eine gesetzliche Bedarfsfeststellung mit den im Energieleitungsausbaugesetz aufgenommenen Stromleitungen, die für die Planfeststellung und die Plangenehmigung verbindlich ist. Das Instrument der gesetzlichen Bedarfsfeststellung gab es davor bereits im Bereich des Straßenbaus (Bundesverkehrswegeplan), nicht aber im Energiebereich. Darüber hinaus wurde im Energieleitungsausbaugesetz der Einsatz von Erdkabeln im Übertragungsnetz im Rahmen von vier Pilotvorhaben geregelt sowie festgelegt, dass für die EnLAG-Vorhaben das Bundesverwaltungsgericht im ersten und letzten Rechtszug über sämtliche Streitigkeiten, die Planfeststellungsverfahren und Plangenehmigungsverfahren betreffen, entscheidet. Die Methode einer gesetzlichen Bedarfsfeststellung wurde später mit einer Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes und dem damit korrespondierenden Erlass des Bundesbedarfsplangesetzes ausgeweitet. Dieses Instrument gibt den Unternehmen und den Genehmigungsbehörden Planungssicherheit und vereinfacht die Prozesse deutlich. Insbesondere sind die Genehmigungsbehörden davon entbunden, bei ihren Entscheidungen die Planrechtfertigung nachzuweisen. Die energiewirtschaftliche Notwendigkeit eines Vorhabens wurde für diese Leitungen bereits durch den Gesetzgeber festgestellt.

III.2.1.2 Netzausbaubeschleunigungsgesetz

Mit dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz soll der Ausbau des Übertragungsnetzes beschleunigt werden. Das Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG) soll eine Grundlage für einen rechtssicheren, transparenten, effizienten und umweltverträglichen Ausbau des Übertragungsnetzes sowie dessen Ertüchtigung schaffen. Für die im Bundesbedarfsplan als länderübergreifend oder grenzüberschreitend gekennzeichneten Höchstspannungsleitungen führt die Bundesnetzagentur auf Antrag die Bundesfachplanung durch. Dabei ist eine Strategische Umweltprüfung (SUP) vorgesehen. In der Bundesfachplanung werden der Verlauf eines raumverträglichen Trassenkorridors sowie die an den Landesgrenzen gelegenen Länderübergangspunkte bestimmt.

Die Entscheidung der Bundesfachplanung ist für die nachfolgenden Planfeststellungsverfahren verbindlich. Auf Grundlage der Ergebnisse der Bundesfachplanung führt die Bundesnetzagentur auf Antrag Planfeststellungsverfahren durch. Im Planfeststellungsverfahren wird der genaue Verlauf der Trasse innerhalb des Trassenkorridors bestimmt. Dabei wird eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) durchgeführt. Sowohl in der Bundesfachplanung als auch im Planfeststellungsverfahren ist eine besondere Einbindung der Öffentlichkeit vorgesehen, beispielsweise durch öffentliche Antragskonferenzen. Das Verfahren der Bundesfachplanung wurde erstmals mit Antrag des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz Transmission für eine von Bertikow nach Pasewalk geplante Höchstspannungsleitung im September 2014 begonnen. Alle übrigen Vorhaben aus dem Bundesbedarfsplan befinden sich in noch vorgelagerten Stadien.

III.2.1.3 Netzentwicklungspläne

Die Basis des Netzentwicklungsplans (NEP) bildet der Szenariorahmen. Die Übertragungsnetzbetreiber sind seit dem Jahr 2012 nach dem Energiewirtschaftsgesetz verpflichtet, jährlich gemeinsam einen 10-jährigen nationalen Netzentwicklungsplan zu erarbeiten und der Bundesnetzagentur zur Prüfung vorzulegen. Der dafür von den Übertragungsnetzbetreibern im Vorfeld entwickelte Szenariorahmen bildet mindestens drei Entwicklungspfade für einen Zeithorizont von 10 bzw. 20 Jahren ab. Die Szenarien orientieren sich an den energiepolitischen Zielen der Bundesregierung. Anhand der verschiedenen Entwicklungspfade schätzt der Netzentwicklungsplan die wesentlichen Eingangsparameter der Netzentwicklung (prognostizierte erneuerbare und konventionelle Stromerzeugung im betrachteten Zieljahr, prognostizierter Stromverbrauch, Jahreshöchstlast etc.) ab. Die Übertragungsnetzbetreiber können im Rahmen sogenannter „Sensitivitäten“ zusätzlich, wie sich bestimmte, zusätzliche Parameter auf den Netzausbau auswirken. Seit dem Jahr 2013 sind die Übertragungsnetzbetreiber darüber hinaus verpflichtet, parallel zum landseitigen Netzentwicklungsplan auch einen seeseitigen Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) zu erarbeiten, in dem die für den Abtransport der künftig installierten Offshore-Anlagen notwendigen Leitungsvorhaben geplant werden. Parallel zu den Netzentwicklungsplänen der Übertragungsnetzbetreiber erarbeitet die Bundesnetzagentur einen Umweltbericht, der die voraussichtlichen Umweltauswirkungen der Leitungsbauprojekte analysiert und als zentrales Instrument die Prüfung möglicher Alternativen zu den Planungen vorsieht.

Die Öffentlichkeit wird eingebunden. Das 2012 eingeführte Verfahren erlaubt es der Öffentlichkeit, sich in allen wesentlichen Verfahrensschritten einzubringen und Argumente vorzutragen. Deutschlandweit wurden, sowohl von den Übertragungsnetzbetreibern als auch von der Bundesnetzagentur, bereits mehrere Informationsveranstaltungen durchgeführt, in denen über das neue Verfahren und die einzelnen Prozessschritte informiert und diskutiert wurde.

III.2.1.4 Offshore-Netzentwicklungspläne

Beim Netzausbau im Offshore-Bereich sind besondere Umstände zu berücksichtigen. Die Planungsaufgabe im Offshore-Bereich umfasst zum Einen die Planung für die Trassen der notwendigen Anbindungsleitungen und zum Anderen die Vorbereitung der geplanten Verbindungen mit den Nordsee-Anrainer-Staaten. Auf See sind im weiteren Verlauf der Genehmigungen vor allem Naturschutzbelange und Schifffahrtswege zu berücksichtigen, daneben aber auch die Eignung des Meeresgrundes für die Verlegung von Kabeln. Zusätzlich muss der Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) auf die sehr langen Projektierungszeiten der Windparks Rücksicht nehmen und mit dem Onshore-Netzentwicklungsplan und dem Bundesfachplan Offshore des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie zeitlich, räumlich und technisch eng verzahnt sein.

Ein Offshore-Netzentwicklungsplan wird jährlich erstellt. Mit dem Ende 2012 in Kraft getretenen novellierten Energiewirtschaftsgesetz wurde die jährliche Erstellung eines Offshore-Netzentwicklungsplans beschlossen, dessen Ausarbeitung im Jahr 2013 zum ersten Mal erfolgte. Damit hat es im Bereich der Offshore-Netzentwicklungspläne im Energiewirtschaftsgesetz einen Systemwechsel gegeben, der für die Zukunft der Offshore-Windenergie von großer Bedeutung ist. Während zuvor die Leitungsplanung von der Investitionsentscheidung eines konkreten Windparkbetreibers ausgelöst wurde, erfolgt nunmehr die Planung auf der Grundlage des genehmigten Szenariorahmens und des so ermittelten Bedarfs für Anbindungsleitungen. Mit den neuen Regelungen des Energiewirtschaftsgesetzes soll durch den Offshore-Netzentwicklungsplan ein System etabliert werden, in dem die neu zu errichtenden Anbindungsleitungen sogenannte „Cluster“ erschließen. Bei Clustern handelt es sich um mehrere Offshore-Windparks, die in räumlichem Zusammenhang stehen und die ein zusammenhängendes Gebiet bilden, so dass sie über eine Sammelanbindung angebunden werden können. Mit der Bestätigung des ersten Offshore-Netzentwicklungsplan 2013 wurden von den zehn beantragten Offshore-Anbindungsleitungen acht bestätigt (BNetzA 2014c).

III.2.1.5 Bundesbedarfsplangesetz

Das Bundesbedarfsplangesetz beschleunigt die Planungen und Genehmigungen beim Übertragungsnetzausbau. Der Erlass des Bundesbedarfsplangesetzes (BBPlG) stellt die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und den vordringlichen Bedarf künftiger Höchstspannungsleitungen verbindlich fest. 2012 haben die Übertragungsnetzbetreiber die gemeinsame Bedarfsplanung erstmals durchgeführt. Das Bundesbedarfsplangesetz vom 23. Juli 2013 übernimmt strategisch besonders wichtige Ausbauprojekte des Netzentwicklungsplans 2012 und legt gezielt die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und den vordringlichen Bedarf im Übertragungsnetz fest. Hierdurch soll eine Beschleunigung der Planungs- und Genehmigungsverfahren für Netzausbauvorhaben auf Höchstspannungsübertragungsnetzebene erreicht werden. Das Bundesbedarfsplangesetz enthält eine Liste, welche den jeweiligen Anfangs- und Endpunkt künftiger Hochspannungsleitungen beinhaltet. Insgesamt wurden 51 Maßnahmen bestimmt, die im ersten Bundesbedarfsplangesetz vom Juli 2013 zu 36 Vorhaben zusammengefasst wurden. Für alle Vorhaben des Bundesbedarfsplanes, die nur ein einzelnes Bundesland betreffen, beginnt die zuständige Landesbehörde auf Antrag ein Raumordnungsverfahren, um über den Antrag zu entscheiden. Die Verantwortung für Höchstspannungsleitungen, die durch mehrere Bundesländer oder ins Ausland führen sollen, liegt dagegen nach den Vorschriften des NABEG bei der Bundesnetzagentur. Im Anschluss an den Bundesbedarfsplan wird für 16 Vorhaben eine Bundesfachplanung durchgeführt. Hierzu müssen die Übertragungsnetzbetreiber einen Genehmigungsantrag für die Maßnahmen des Bundesbedarfsplangesetzes stellen. Ferner wurde durch das Bundesbedarfsplangesetz den Unternehmen eine Berichtspflicht auferlegt. Sie müssen in Zukunft die in den Pilotprojekten des Bundesbedarfsplans gewonnenen Erfahrungen darlegen. Höchstspannungsleitungen werden somit vom Bund im Rahmen eines Fachplanungsverfahrens und nicht von den Ländern im Rahmen ggf. von Raumordnungsverfahren geplant. Das Raumordnungsverfahren wird damit nicht mehr parallel in mehreren Bundesländern durchgeführt. Die bundesweite Bedarfsermittlung ist für 10 bzw. 20 Jahre, ein auf Basis des Netzentwicklungsplans der Übertragungsnetzbetreiber von der Bundesnetzagentur aufgestellter Bundesbedarfsplan spätestens alle drei Jahre zu erstellen und der Bundesregierung als Entwurf für ein Bundesbedarfsplangesetz zu übermitteln.

Bei dem Verfahren zur Netzausbaubedarfsplanung wird die Öffentlichkeit mehrfach in den Prozess integriert. Das wichtigste Instrument ist hierbei die Konsultation. Diese ermöglicht das Einbringen von konstruktiver Kritik und soll darüber hinaus zu mehr Verständnis und Akzeptanz gegenüber dem Netzausbau beitragen. Insgesamt werden bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans drei Konsultationen durchgeführt. Die erste Konsultation bezieht sich auf den Szenariorahmen und wird von der Bundesnetzagentur durchgeführt. Im Anschluss an die Erstellung erfolgen die Konsultation und gegebenenfalls die Überarbeitung des ersten Entwurfs des Netzentwicklungsplans durch die Übertragungsnetzbetreiber. Nach der Überprüfung des zweiten Entwurfs findet schließlich eine finale Konsultation des Netzentwicklungsplans durch die Bundesnetzagentur statt.

III.2.1.6 Systemstabilitätsverordnung

Die „50,2-Hertz-Problematik“ gefährdet die Systemstabilität. Die Netzfrequenz wird durch ein jederzeitiges Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch möglichst konstant auf 50 Hertz gehalten. Dabei ist es aus technischen Gründen unvermeidlich, dass die Frequenz geringfügig (wenige Millihertz) um ihren Sollwert von 50 Hertz schwankt. Stärkere Abweichungen, zum Beispiel ein Anstieg auf über 50,2 Hertz, können im Falle einer Großstörung auftreten. Die Wechselrichter älterer Photovoltaik-Anlagen würden sich bei einer Frequenz von 50,2 Hertz automatisch und gleichzeitig abschalten. Aufgrund der hohen Zahl und Gesamtleistung dieser Anlagen ginge dem System schlagartig eine hohe Erzeugungsleistung verloren, was in der Folge zu erheblichen Problemen im Netzbetrieb führen kann.

Die Bundesregierung hat auf diese „50,2-Hertz-Problematik“ reagiert. Die Systemstabilitätsverordnung vom 20. Juli 2012 verpflichtet die Netzbetreiber, bestehende Photovoltaik-Anlagen ab einer Leistung von 10 kW nachzurüsten, um eine Abschaltung bei 50,2 Hz und die damit verbundene Gefährdung der Systemstabilität zu verhindern. Somit trägt die Systemstabilitätsverordnung zum Ziel bei, weiterhin das hohe Maß an Versorgungssicherheit in Deutschland gewährleisten zu können. Die Nachrüstung der Wechselrichter übernimmt entsprechend der Systemstabilitätsverordnung der jeweilige Anschlussnetzbetreiber, der die entstehenden Kosten dann zur Hälfte über die Netzentgelte und zur anderen Hälfte über die EEG-Umlage auf die Gemeinschaft der Stromverbraucher umlegt.

Weiterer Nachrüstbedarf besteht bei Windenergie-, Biomasse-, KWK- und kleinen Wasserkraftanlagen. Bei Absinken der Netzfrequenz auf 49,5 Hz würden sich Anlagen mit einer installierten Leistung von insgesamt 27 GW automatisch abschalten. Sollte ein solcher Fall auftreten, könnten die Netzbetreiber das Stromnetz nicht mehr stabilisieren. Zur Lösung dieser „49,5-Hertz-Problematik“ sollen mit einer Novellierung der Systemstabilitätsverordnung auch Betreiber von Windenergie-, Biomasse-, KWK- und kleiner Wasserkraftanlagen zur

Nachrüstung ihrer Anlagen verpflichtet werden. Die Novelle der Systemstabilitätsverordnung wird voraussichtlich im ersten Quartal 2015 in Kraft treten.

III.2.1.7 Anreizregulierungsverordnung

Die Netzentgelte zur Finanzierung der Stromnetze werden reguliert. Die Finanzierung der Stromnetze erfolgt über Netzentgelte, die alle Stromverbraucher an den Netzbetreiber entrichten. In der Regel erfolgt die Abrechnung über den jeweiligen Stromversorger. Die Kosten, die den Netzentgelten zugrunde liegen, unterliegen in Deutschland der Regulierung. Dafür sind die Bundesnetzagentur und die Landesregulierungsbehörden zuständig. Jedes der ca. 900 Netzbetreiberunternehmen erhält von der zuständigen Regulierungsbehörde eine Erlösobergrenze, die es verursachungsgerecht in Netzentgelte für die Nutzung seiner Netze umlegt.

Die Entgeltregulierung wurde verändert. Mit Inkrafttreten der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) im Jahr 2007 erfolgte hinsichtlich der Entgeltbildung für die Nutzung der Strom- und Gasnetze ein Paradigmenwechsel. Die bislang durchgeführte Kostenprüfung und Entgeltgenehmigung im Einzelfall wurde durch das System der Anreizregulierung abgelöst. Im Rahmen der Anreizregulierung werden Netzbetreibern nunmehr seit 2009 individuelle, effizienzbasierte Erlösobergrenzen vorgegeben. Netzbetreiber, die die in den Erlösobergrenzen hinterlegten Effizienzvorgaben übererfüllen, erwirtschaften höhere Renditen als Netzbetreiber, denen dies nicht gelingt. Im Fall der Übererfüllung entsteht ein Überschuss, den der Netzbetreiber für die Dauer der laufenden Regulierungsperiode als zusätzlichen Gewinn für sich verbuchen kann. Hierin liegt der Anreiz für Netzbetreiber, Anstrengungen zu unternehmen, um ihre Effizienz zu steigern. In der nachfolgenden Regulierungsperiode werden die erreichten Effizienzverbesserungen an die Netzkunden in Form von niedrigeren Netzentgelten weitergereicht. Auf diese Weise erreicht die Anreizregulierung zugleich Vorteile für die Netzbetreiber und die Netznutzer. Mit diesem System konnten im Rahmen der ersten Regulierungsperiode Erfahrungen gesammelt werden und die zweite Periode ist 2013 für die Gasnetzbetreiber und 2014 für die Stromnetzbetreiber gestartet worden. Die Bundesnetzagentur wird dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie einen Bericht mit einer Evaluierung und Vorschlägen zur weiteren Ausgestaltung der Anreizregulierung vorlegen. Die Anreizregulierungsverordnung stellt an die Inhalte und die Bearbeitung des Evaluierungsberichtes klare Anforderungen. Konkret werden „Angaben zur Entwicklung des Investitionsverhaltens der Netzbetreiber und zur Notwendigkeit weiterer Maßnahmen zur Vermeidung von Investitionshemmnissen“ eingefordert. Die Absicherung der Investitionsfähigkeit steht in engem Zusammenhang mit dem Ziel, die Netzkosten weitestgehend zu beschränken, wobei die sich ändernden Aufgaben der Netzbetreiber beachtet werden müssen. Beispielsweise ist das Erlösobergrenzenvolumen der Übertragungsnetzbetreiber zwischen 2011 und 2012 um ca. 17 Prozent gestiegen. Wesentlicher Treiber hierbei war der Anstieg der Kapitalkosten aus genehmigten Investitionsmaßnahmen für Netzerweiterungen und -umstrukturierungen. Der Evaluierungsbericht zur Anreizregulierung wird unter Beteiligung der Länder, der Wissenschaft und der betroffenen Wirtschaftskreise sowie unter Berücksichtigung internationaler Erfahrungen mit Anreizregulierungssystemen erstellt. Die Anreizregulierungsverordnung sieht vor, dass der Bericht zum 31. Dezember 2014 vorgelegt werden soll. Der Evaluierungsbericht wird eine umfassende Bewertung der Wirkungen der Anreizregulierungsverordnung in Hinblick auf die vielfältigen Ziele der Regulierung enthalten. Sofern im Rahmen der Untersuchungen Defizite im Regulierungssystem deutlich werden, wird die Bundesnetzagentur entsprechende Ausgestaltungsoptionen vorschlagen.

III.2.1.8 Offshore-Haftungsumlage

Kosten, die nicht direkt vom Netzbetreiber oder vom Offshore-Windparkbetreiber zu verantworten sind, werden durch die Offshore-Haftungsumlage auf die Netznutzer umgelegt. Sie beträgt im Jahr 2014 für reguläre Letztverbraucher (Letztverbraucher mit weniger als 1.000 MWh Jahresverbrauch) 0,25 ct/kWh. Mit dem Ausbau der Offshore-Leitungen werden über 100 km lange Gleichstromkabel (Nordsee) oder Drehstromkabel (Nord- und Ostsee) auf See und an Land verlegt. Zudem werden Konverterstationen auf hoher See und an Land errichtet und die Abschnitte der Kabel seewasserfest miteinander verbunden. Die rechtzeitige Fertigstellung der Anbindungsleitungen ist von vitaler Bedeutung für die Inbetriebnahme der Offshore-Windparks. Diese benötigen die Leitungen für den Abtransport des produzierten Stroms sowie für die Stromversorgung bei Windstille, bei Wartungsarbeiten und für sonstige Betriebsverbräuche wie für die Beleuchtung zur Flugsicherung.

III.2.1.9 Lastabschaltverordnung

Die Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) regelt Vereinbarungen der Übertragungsnetzbetreiber mit Betreibern abschaltbarer Lasten. Mit abschaltbaren Lasten sind große Verbrauchseinheiten in Industriebetrieben gemeint, deren konstant hoher Fremdstrombezug auf Abruf kurzfristig für einen definierten Zeitraum reduziert bzw. abgeschaltet werden kann. Die Verordnung ist von 1. Januar 2013 bis 31. Dezember 2015 gültig. Ziele der

Verordnung sind erstens die Verbesserung der Systemsicherheit und zweitens die Erschließung von ungenutzten Potenzialen abschaltbarer Lasten. Diese Ziele sollen durch eine feste Vergütung der vorgehaltenen Abschaltleistung in Höhe von 30.000 Euro pro Megawatt und Jahr und eine variable Arbeitsvergütung im Abruffall erreicht werden. Durch die Präqualifikationsanforderungen wird die Eignung der Anbieter sichergestellt, einen Beitrag zur Entschärfung von Krisensituationen im Netz leisten zu können. Die Bundesnetzagentur legt spätestens Ende März 2015 dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie einen Bericht zur Anwendung der Verordnung vor.

Durch die Lastabschaltverordnung kann ein Lastabschaltpotenzial in der Größenordnung der Leistung eines durchschnittlichen Steinkohlekraftwerks erreicht werden. Abschaltbare Lasten stellen für die Übertragungsnetzbetreiber ein automatisiertes und zuverlässiges Produkt dar, das bei hohem, anhaltendem Regelbedarf die Regelleistung ablösen kann. Bisher konnte das in der Verordnung vorgesehene Volumen von 3.000 MW abschaltbarer Leistung aber nur zu knapp 30 Prozent erreicht werden, d.h. nur eine geringe Anzahl von Industriebetrieben konnte die Präqualifikation bewältigen. Hemmnisse in den Präqualifikationsbedingungen könnten durch die Verfügbarkeitsdefinition (1 Minute Nichtverfügbarkeit = 1 Tag Nichtverfügbarkeit), die Anschlussebene (mindestens 110 kV) und die Mindestlosgröße (50 MW) in Zusammenhang mit der Regelung, dass maximal fünf Aggregate am selben Höchstspannungsknoten zusammengeschaltet werden dürfen, gegeben sein. Im Oktober 2013 veröffentlichten die Übertragungsnetzbetreiber ihre Berechnung zur AbLa-Umlage für das Jahr 2014. In Summe sind seit dem 1. Januar 2014 somit 0,009 ct/kWh für die AbLa-Umlage durch den Endverbraucher zu entrichten. Für einen durchschnittlichen Vierpersonenhaushalt mit 3.500 kWh Jahresstromverbrauch ergibt sich so eine Jahresabgabe von 32 Cent. Für das Jahr 2015 wird die Umlage voraussichtlich 0,006 ct/kWh betragen. Insgesamt erreichen die Übertragungsnetzbetreiber mit Hilfe der Lastabschaltverordnung derzeit ein Lastabschaltpotenzial in der Größenordnung der Leistung eines durchschnittlichen Steinkohlekraftwerks, das in Krisensituationen mit Leistungsmangel das Stromnetz entlasten kann. Neben dem Einsatz als Regelungsoption sollten flexible Lasten zukünftig auch durch andere Vermarktungsoptionen insgesamt zu einer sicheren und kosteneffizienten Energieversorgung in Deutschland beitragen. Um zukünftig das Potenzial flexibler Lasten kosteneffizient zu erschließen, gilt es, die Hemmnisse zur Flexibilisierung der Nachfrageseite kontinuierlich abzubauen und die Erschließung zunehmend wettbewerblich zu organisieren.

III.2.1.10 Vorschläge für Vorhaben von gemeinsamem Interesse

Das zunehmende Zusammenwachsen der europäischen Strommärkte durch den weiteren Ausbau der Grenzkuppelstellen hilft, die Integration fluktuierender Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu verbessern. Der deutsche Strommarkt ist eingebettet in die europäischen Strommärkte (siehe Kapitel III.3.1). Das weitere Zusammenwachsen der europäischen Strommärkte ist somit für die Energiewende von großer Bedeutung, weil stärkere internationale Verbindungen die Effizienz des Gesamtsystems und die Versorgungssicherheit erhöhen können. Ohne gegensteuernde Maßnahmen kann der Ausbau der Grenzkuppelstellen allerdings auch dazu führen, dass emissionsintensive Kraftwerke in Deutschland weiter betrieben werden, obwohl sie national gesehen Überkapazitäten darstellen. Insbesondere verbessert ein funktionierender Binnenmarkt die wettbewerblichen Rahmenbedingungen. Grenzüberschreitende Leitungen zur Verbesserung der Verbindungen innerhalb des europäischen Binnenmarktes sind einerseits von besonders herausgehobener Bedeutung und andererseits besonders aufwendig zu planen. Die europäische TEN-E-Verordnung (Verordnung zu Leitlinien für die europäische Energieinfrastruktur) gibt seit Juni 2013 vor, wie Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Projects of Common Interest, kurz: PCI) identifiziert und definiert werden. Kriterien sind unter anderem der wirtschaftliche, der soziale und der ökologische Nutzen der Vorhaben sowie grenzüberschreitende Auswirkungen des Vorhabens auf mindestens zwei Mitgliedstaaten. Die Mitgliedstaaten, Regulierungsbehörden, Übertragungsnetzbetreiber und Vorhabenträger erarbeiten und bewerten unter dem Vorsitz der Europäischen Kommission in regionalen Gruppen die Vorschläge für Vorhaben von gemeinsamem Interesse. Nach Berücksichtigung einer Stellungnahme durch ACER beschließen die Mitgliedstaaten und die EU-Kommission als Entscheidungsgremium die regionalen PCI-Listen. Diese werden anschließend in eine übergreifende unionsweite Liste zusammengeführt, die als delegierter Rechtsakt durch die Kommission erlassen wird. Außerdem legt die TEN-E-Verordnung Instrumente zur Beschleunigung des Netzausbaus sowie dessen finanzielle Unterstützung fest. Auf diese Weise genießen die Vorhaben von gemeinsamem Interesse einen Prioritätsstatus, da sie wichtige Auswirkungen auf die grenzüberschreitenden Transportkapazitäten haben. Die erste unionsweite Liste von Vorhaben von gemeinsamem Interesse ist am 10. Januar 2014 in Kraft getreten und wird alle zwei Jahre aktualisiert. In dieser ersten Unionsliste sind 20 PCI im Strombereich, fünf PCI im Gasbereich und zwei PCI im Ölbereich mit direktem Bezug zu Deutschland enthalten.

III.2.1.11 Instrumente zur Sicherung der Gasversorgung

Die Versorgungssicherheit mit Erdgas war bisher stets gewährleistet. Die Gasversorgungssicherheit ist angesichts sich wandelnder Marktbedingungen und zunehmender weltweiter Konkurrenz auf den Gasbeschaffungsmärkten eines der zentralen Themen in Deutschland und Europa. Insgesamt gesehen war die Versorgungssicherheit bislang auch bei unvorhergesehenen, zeitlich befristeten Lieferunterbrechungen auf der Importseite stets gewährleistet (siehe Kapitel I.7.5). Dieses zeigt, dass der primär auf die Verpflichtung der Unternehmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit setzende deutsche Ansatz erfolgreich ist. Angesichts der Importabhängigkeit, der Ausdifferenzierung der Marktrollen der Unternehmen, der langen Vorlaufzeiten und der hohen Kapitalintensität der Investitionen im Gasbereich muss die weitere Entwicklung sorgfältig beobachtet und analysiert werden. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie führt gemäß Energiewirtschaftsgesetz ein Monitoring der Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Erdgas durch (BMWi 2014j).

Die Sicherungsmaßnahmen der deutschen Gasversorgungsunternehmen stützen sich auf einen breiten Maßnahmenkatalog. Wesentliche Säulen der deutschen Gasversorgung sind: Diversifikation der Bezugsquellen und Transportwege, Inlandsförderung, stabile Beziehungen zu Lieferanten und langfristige Gaslieferverträge sowie eine bisher hohe Verlässlichkeit der Versorgungsinfrastruktur inklusive Untertagespeicher. Die Gasversorgungsunternehmen planen darüber hinaus weitere infrastrukturelle und beschaffungsseitige Maßnahmen, um die Sicherheit der Versorgung zukünftig weiter auszubauen.

III.2.2 Ausblick

Es werden zunehmend technologische Varianten diskutiert und erprobt, mit denen der Transport von Strom über weite Strecken verbessert werden kann. Schon seit Längerem ist der Kühlungseffekt durch Wind und Wetter bei Freileitungen zur Erhöhung der Übertragungskapazität bekannt (Temperaturmonitoring). Zukünftig werden neue Technologien und Entwicklungen den Netzaus- und umbau beeinflussen. Die vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie organisierte Plattform Energienetze behandelt die vier Themen Netzplanung, Regulierung, Intelligente Netze und Zähler sowie Systemsicherheit. Sie hat eine Technologie-Übersicht erstellt, die zum Einen differenziert darlegt, welche Eigenschaften heutige Stromübertragungstechnologien haben, und zum Anderen auch Technologieoptionen berücksichtigt, die erst in Zukunft zur Verfügung stehen werden.

III.2.2.1 Neue Technologien im Netzausbau

Hochtemperaturleiterseile haben eine höhere Übertragungskapazität als herkömmliche Leiterseile. Alternativ zu den derzeit standardisiert eingesetzten Aluminium-Stahl-Leitern im Freileitungsbereich auf Hoch- und Höchstspannungsebene kommen bereits jetzt schon Hochtemperaturleiterseile (HTLS) zum Einsatz, die eine höhere Übertragungskapazität als herkömmliche Leiterseile aufweisen. Im Unterschied zum herkömmlichen Kern aus Stahldrähten besitzen derartige Leiterseile einen sehr hitzeresistenten Kohlenstofffaser-Verbundkern. Aufgrund der thermischen Stabilität hängen Hochtemperaturleiterseile trotz der großen Stromtragfähigkeit und der damit einhergehenden erhöhten Übertragungskapazität kaum durch. Im Netzentwicklungsplan, der zehn Jahre in die Zukunft blickt, wird angenommen, dass sowohl das Temperaturmonitoring als auch Hochtemperaturleiterseile umfassend genutzt werden, was den zusätzlich erforderlichen Netzausbau deutlich verringert.

Intensive Entwicklungsarbeiten finden auch im Bereich der Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) statt. Die Technologie besitzt ein enormes Potenzial, insbesondere im Hinblick auf einen verlustarmen Transport von elektrischer Energie über weite Strecken. Einfache Punkt-zu-Punkt-Verbindungen sind weltweit schon seit Längerem erfolgreich im Einsatz und sollen zukünftig auch gemäß der deutschen Netzentwicklungsplanung auf Höchstspannungsebene ihren Beitrag zur Energieübertragung leisten. Ein Vorteil der Hochspannungsgleichstromübertragung ist die Bereitstellung unterschiedlichster Systemdienstleistungen. HGÜ-Systeme können einen wichtigen Beitrag zur System- bzw. Netzstützung durch Bereitstellung von Blindleistung in den Übertragungsnetzen liefern. Die vielfältigen Einsatzmöglichkeiten der HGÜ-Systeme werden bereits jetzt innerhalb des Netzentwicklungsplanes berücksichtigt. Die im Bundesbedarfsplan ausgewiesenen Nord-Süd Verbindungen sind als HGÜ-Systeme vorgesehen.

Auf der Übertragungsnetzebene wird der Einsatz von Erdkabeln erprobt. Während die unterirdische Bauweise im Verteilernetz Stand der Technik ist, gilt es auf der Übertragungsnetzebene Erfahrungen mit dem Einsatz von Erdkabeln zu sammeln. Im Rahmen der EEG-Novelle wurde durch eine Änderung des Bundesbedarfsplangesetzes vorgesehen, dass diese Vorhaben als Pilotprojekte unterirdisch unter Verwendung von Erdkabeln realisiert werden können. Ergänzend zu den Bestimmungen des EnLAG wird damit auf der Übertragungsnetzebene die Erdkabeltechnologie auch im Rahmen der Gleichstromübertragung erprobt werden können.

III.2.2.2 Aus- und Umbau der Verteilernetze, Smart Grids

Durch die Energiewende ändert sich der Charakter vieler Verteilernetze. Während sie in der Vergangenheit in der Regel nur den Strom aus dem vorgelagerten Netz zu den Letztverbrauchern weiterleiten mussten, müssen sie nun in beide Richtungen funktionieren und auch den in nachgelagerten Netzen produzierten Strom ins vorgelagerte Netz zurückspeisen. Bereits heute ist eine Leistung an Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen von ca. 61 GW – und damit ca. 90 Prozent der installierten Leistung aller Anlagen – an den Verteilernetzen angeschlossen. Die installierte Leistung an Erneuerbaren-Energien-Anlagen in deutschen Verteilernetzen ist deutlich höher als in anderen europäischen Ländern (Frankreich: 12,9 GW, Italien: 21,3 GW, Großbritannien: 9,3 GW). Die Integration erneuerbarer Energien in die Verteilernetze macht in zahlreichen Netzen den Einsatz intelligenter Netztechnik, wie beispielsweise regelbarer Ortsnetztransformatoren, sowie ein intelligentes Management von Erzeugung und Nachfrage erforderlich.

Intelligente Netzplanungsansätze und intelligente Netztechnologien, wie z. B. der regelbare Ortsnetztransformator (rONT), können in den Verteilernetzen den bis 2032 zusätzlich anfallenden Netzausbau um ca. 60 Prozent und die Kosten um 20 Prozent reduzieren. Die im Rahmen der Plattform Energienetze des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie erstellte Studie „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ (E-Bridge, IAEW, OFFIS 2014) hat verdeutlicht, dass der Einsatz intelligenter Netzplanungsansätze und intelligenter Netztechnologien den Netzausbaubedarf (und die dadurch bedingten Netzentgelterhöhungen) erheblich reduzieren kann. Es zeigt sich, dass sich die Anforderungen an den Verteilernetzbetrieb teils grundlegend verändern werden. Komplexe Lösungsansätze mit intelligenter Technik werden vermutlich Kooperationen von mehreren Netzbetreibern erfordern. Die Netzplanung sollte künftig „intelligenter“ zu gestalten sein, indem nicht mehr nur rein konventionelle Netzausbaumaßnahmen zu Grunde zu legen sind, sondern insbesondere die Option zur Kappung selten auftretender Erzeugungsspitzen in die Planung einfließen sollte.

III.2.2.3 Intelligente Messsysteme

Die nachfrageseitigen Lastverschiebe- und Lastvermeidungspotenziale sollen unter Kosten-Nutzen-Aspekten genutzt werden. Für die Energieversorgung der Zukunft mit immer größeren Erneuerbaren-Energien-Anteilen wird es von Bedeutung sein, die Lastverschiebe- und Lastvermeidungspotenziale der Nachfrage zu mobilisieren. Dafür müssen die Letztverbraucher ihren Verbrauch kennen und motiviert werden, diesen entsprechend anzupassen. Die technischen Voraussetzungen hierfür sowie das entsprechende Potenzial sind heute bereits bei sehr großen Letztverbrauchern gegeben. Die gesamte Industrie und ein großer Teil des Gewerbes (ab 100.000 kWh Jahresverbrauch) verfügen über eine „registrierende Leistungsmessung“ und sind daher technisch grundsätzlich dazu in der Lage, auf Verlagerungssignale zu reagieren. Im Bereich der Haushalte und der kleineren Gewerbebetriebe wird heute der Strombezug in der Regel nur einmal im Jahr von einem elektromechanischen „Ferraris-Zähler“ oder einem einfachen digitalen Stromzähler abgelesen. Intelligente Messsysteme sind in der Lage, den Verbrauch zeitgenau zu erfassen, Letztverbrauchern deren Verbrauchsverhalten zu veranschaulichen und so zu Verbrauchseinsparungen oder Lastverlagerungen zu motivieren, sofern entsprechende Lastverschiebe- und Lastvermeidungspotenziale sowie Einsparanreize für die Verbraucher bestehen, z. B. im Zusammenspiel mit lastvariablen Tarifen. Intelligente Messsysteme sind zusätzlich mit einer externen Kommunikationseinheit ausgerüstet und damit fernauslesbar und fernsteuerbar. Zudem können sie der Optimierung der Energiebeschaffung dienen, indem Prognosen, die auf Messungen realer Verbräuche und nicht auf groben Schätzungen beruhen, die Energiebeschaffung bestimmen.

Intelligente Messsysteme helfen bei der Integration erneuerbarer Energien und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen. Intelligente Messsysteme können auch für die Integration von Erneuerbaren-Energien-Anlagen und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen ins Stromnetz eingesetzt werden, indem sie Einspeisewerte und Netzzustandsinformationen bereitstellen sowie eine sichere Infrastruktur für netzindizierte Schalthandlungen bereitstellen. Allerdings geht mit den beschriebenen Anwendungsmöglichkeiten auch ein erhöhter Verkehr an Daten einher, der auch Aufschluss über das Verbrauchsverhalten von Privathaushalten geben könnte, weshalb er als datenschutzrechtlich sensibel einzustufen ist. Auch sind digitale Kommunikationsinfrastrukturen den Gefahren von Hacking-Angriffen ausgesetzt. Daher schreibt das Energiewirtschaftsgesetz vor, dass Messsysteme Schutzprofilen und Technischen Richtlinien zu entsprechen haben, die das erforderliche Maß an Datenschutz und Datensicherheit gewährleisten und durch Verordnungen zu verrechtlichen sind.

Zu diesem Zweck wurde vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie der Entwurf der Messsystemverordnung bei der Europäischen Kommission notifiziert. Der Entwurf der Messsystemverordnung beinhaltet insbesondere die Verrechtlichung von Schutzprofilen und Technischen Richtlinien für intelligente Messsysteme zur Gewährleistung von Datenschutz, Datensicherheit und Interoperabilität. Diese wurden im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie vom Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI)

gemeinsam mit Branchenvertretern unter enger Einbindung des Bundesbeauftragten für den Datenschutz und die Informationsfreiheit, der Bundesnetzagentur und der Physikalisch-Technischen-Bundesanstalt erarbeitet.

Das Energiewirtschaftsgesetz sieht derzeit einen verpflichtenden Einbau solcher Messsysteme für Neubauten und bei größeren Renovierungen vor. Auch für Letztverbraucher mit einem Jahresverbrauch größer als 6.000 Kilowattstunden und für Neuanlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz mit einer installierten Leistung von mehr als 7 Kilowatt ist der Einbau von Messsystemen - unter der Voraussetzung der technischen Verfügbarkeit - verpflichtend. Entsprechend der Vorgabe des Energiewirtschaftsgesetzes hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie die Wirtschaftlichkeit weiterer Einbaufälle in einer Studie untersuchen lassen (Ernst & Young 2013).

III.2.3 Schlussfolgerungen

III.2.3.1 Versteigerung der Offshore-Anbindungsleitungen

Die maximal zu vergebende Kapazität für Offshore-Netzanbindungen ist begrenzt. Für den Ausbau der Offshore-Windenergie sind höchste technische und organisatorische Anforderungen verbunden mit einem hohen finanziellen Aufwand kennzeichnend. Die Leitungen beim Ausbau der Offshore-Anbindungsleitungen werden entsprechend den Vorgaben des Offshore-Netzentwicklungsplans projektiert und errichtet. Künftig wird die maximal zu vergebende Kapazität für Netzanbindungen auf 6,5 GW begrenzt, wobei die Bundesnetzagentur diesen Wert zunächst auf 7,7 GW erhöhen kann. Die Bundesnetzagentur führt ein Versteigerungsverfahren durch, sofern nicht ein anderes Verfahren festgelegt wird.

III.2.3.2 Modernisierung der Verteilernetze

Die Verteilernetze müssen für die Anforderungen der Energiewende modernisiert werden. Es ist vorgesehen, die Anreizregulierungsverordnung auf Grundlage des Evaluierungsberichts der Bundesnetzagentur und den Ergebnissen der Netzplattform-Studie „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ (E-Bridge, IAEW, OFFIS 2014) im Jahr 2015 anzupassen.

Die Bundesregierung erarbeitet zur Zeit Verordnungsentwürfe mit dem Themenschwerpunkt intelligente Messsysteme und Zähler, die im Jahre 2015 beschlossen werden sollen. Sie werden die gesetzliche Grundausrichtung für intelligente Netze abrunden. Gegenstand des Paketes sollen die Festlegung hoher technischer Standards zur Gewährleistung von Datenschutz und Datensicherheit, bereichsspezifischer Datenschutzregeln für die Marktkommunikation sowie Regelungen im Zusammenhang mit dem Einbau und der Finanzierung von Messsystemen sein. Unter Berücksichtigung der Erkenntnisse der im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums durchgeführten Kosten-Nutzen-Analyse (Ernst & Young 2013) werden ein Zeitplan und Vorgaben für einen Roll-out für intelligente Messsysteme vorgesehen. Die Zählerinfrastruktur in Deutschland wird dadurch nachhaltig modernisiert. Dabei wird eine scharfe Kostenregulierung Verbraucher und Betreiber kleiner Erneuerbarer-Energien- und KWK-Anlagen vor unverhältnismäßigen finanziellen Belastungen schützen. Klein- und Durchschnittsverbraucher sollen grundsätzlich von der Pflicht zum Einbau intelligenter Messsysteme ausgenommen sein. Ihnen kann ein intelligenter Zähler zu Kosteneinsparungen verhelfen. Gruppen mit hohem Energieeffizienz-Potenzial oder hohem Netznutzen sollen im Roll-out-Fahrplan zeitlich vorangestellt werden. Darüber hinaus wird die Bundesregierung prüfen, inwieweit durch die sektorübergreifende Nutzung von Smart Metern (Wärme, Wasser etc.) die Kosten für den Einsatz von Smart Metern soweit gesenkt werden können, dass sie für alle Haushalte Komfortgewinne und finanzielle Entlastungen versprechen.

III.2.3.3 Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG)

Das Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG) soll in Modellregionen zeigen, dass eine klimafreundliche, sichere und effiziente Stromversorgung basierend auf erneuerbaren Energien möglich ist. Netze, Erzeugung, Verbrauch und Speicherung müssen technisch so ausgestattet sein und flexibel und intelligent zusammenwirken, dass Versorgungssicherheit und Systemstabilität auch bei zeitweise bis zu 100 Prozent Stromanteil aus erneuerbaren Energien gewährleistet sind. Hierfür müssen sichere, effiziente und massengeschäftstaugliche Verfahren, Systemführungskonzepte, Netz-, Mess- und Kommunikationstechnologien, Speichertechnologien sowie Datenverarbeitungssysteme und Marktmechanismen für flexible, intelligente Netze und Märkte entwickelt werden. Im Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG) sollen großflächige Modellregionen die Realisierbarkeit einer klimafreundlichen, sicheren und effizienten Stromversorgung bei hohen Anteilen fluktuierender

Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik in technischer, wirtschaftlicher und gesellschaftlicher Hinsicht demonstrieren. Durch die intelligente Vernetzung von Erzeugung und Verbrauch und den Einsatz innovativer Netztechnologien und -betriebskonzepten sollen vor allem folgende Ziele erreicht werden:

- Sicherer und effizienter Netzbetrieb bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien (z. B. Systemdienstleistungen),
- Hebung von Effizienz- und Flexibilitätpotenzialen (markt- und netzseitig),
- Effizientes und sicheres Zusammenspiel aller Akteure im intelligenten Energienetz,
- Effizientere Nutzung der vorhandenen Netzstruktur,
- Reduktion von Netzausbaubedarf auf Verteilernetzebene.

Das Fördervolumen beträgt 80 Millionen Euro. Im Rahmen des Förderprogramms sollen mindestens zwei großflächige „Schaufensterregionen“ aufgebaut werden, um Wissen, Erfahrungen und Aktivitäten systemübergreifend zu bündeln und massentaugliche Musterlösungen für die intelligente Energieversorgung der Zukunft zu entwickeln und zu demonstrieren. Die entwickelten Lösungen der Modellregionen sollen als „Blaupause“ für eine breite Übertragung und Umsetzung dienen. Das Förderprogramm unterstützt die Umsetzung der Digitalen Agenda der Bundesregierung und wurde im Rahmen des IT-Gipfels am 21. Oktober 2014 als Teil des Maßnahmen-Paketes „Innovative Digitalisierung der Deutschen Wirtschaft“ benannt. Als Fördervolumen werden von der Bundesregierung bis zu 80 Millionen Euro über einen Zeitraum von vier Jahren aus dem Energie- und Klimafonds bereitgestellt.

III.2.3.4 Forschung für eine Erhöhung der Netzstabilität

Der Ausbau der erneuerbaren Energien führt zu veränderten Anforderungen im Bereich der System- und Netzsicherheit. Die Primärregelleistung, die Regelenergie, die Blindleistungsbereitstellung zur Spannungshaltung und die Bereitstellung von Kurzschlussleistung zur Systemstützung im Fehlerfall werden heute überwiegend von konventionellen Kraftwerken erbracht und müssen zukünftig auch durch erneuerbare Energien bereitgestellt werden. Die gesetzlichen Vorgaben für die Ausstattung von Erneuerbaren-Energien-Anlagen umfassen bereits die Pflicht, dass große Anlagen, insbesondere Windenergieanlagen in der Lage sein müssen, dem Netz beispielsweise Blindleistung zur Verfügung zu stellen.

Beim Netzausbau und Netzbetrieb müssen die veränderten technischen Bedingungen durch den Einsatz erneuerbarer Energien beachtet werden. Das heutige Stromnetz ist technisch darauf ausgelegt, dass ein großer Teil des Stroms in Synchrongeneratoren erzeugt wird. Die speziellen Eigenschaften großer Kraftwerksgeneratoren, die in Kraftwerken auf Basis von Kohle, Kernenergie und Wasserkraft verbaut sind, wurden bei der Auslegung der Netze eingeplant. Die große Schwungmasse dieser Generatoren wirkt in starkem Maße stabilisierend auf das System der Stromerzeugung. Wenn in immer mehr Situationen die Stromerzeugung zu großen Teilen von erneuerbaren Energien übernommen wird, dann verändern sich die technischen Gegebenheiten grundlegend. Insbesondere fehlt die stabilisierende Wirkung der rotierenden Schwungmassen. Darauf muss beim Netzausbau und beim Netzbetrieb Rücksicht genommen werden. Andererseits eröffnet diese Veränderung auch gänzlich neue Möglichkeiten, da die Einspeisung von Erneuerbaren-Energien-Anlagen über computergesteuerte Wechselrichter erfolgt und viele Parameter dadurch der direkten Steuerung unterliegen.

III.3 Energieversorgung im europäischen und internationalen Kontext

Die europäischen Märkte für Energie wachsen zusammen. Ein gemeinsamer europäischer Energie- und Strombinnenmarkt bringt Vorteile für alle Energieverbraucher. Um diese Potenziale zu realisieren, setzt sich die Bundesregierung ein für klare Regeln beim Stromhandel und die regionale Zusammenarbeit bei der Gewährleistung von Versorgungssicherheit. Zudem gilt es die grenzüberschreitende Netzinfrastruktur europaweit auszubauen und zu modernisieren.

Der Europäische Rat einigte sich im Oktober 2014 auf ein Klima- und Energiepaket für 2030. Für den Umbau der Energieversorgung in Europa und die Schaffung von Investitionssicherheit ist eine Verständigung über den zukünftigen Rahmen der Klima- und Energiepolitik notwendig. Das Klima- und Energiepaket umfasst ein verbindliches Klimaziel zur EU-internen Treibhausgas-Minderung von mindestens 40 Prozent. Ebenfalls beschlossen wurde ein auf EU-Ebene verbindliches Ziel für den Anteil der erneuerbaren Energien am Energieverbrauch von mindestens 27 Prozent sowie ein indikatives EU-Energieeffizienzziel in Höhe von ebenfalls mindestens 27 Prozent. Damit ist ein wichtiger Grundstein dafür gelegt, dass der europäische Rahmen auch künftig die Energiewende in Deutschland aber auch in Europa unterstützt.

Das europäische Emissionshandelssystem muss rasch und nachhaltig reformiert werden. Mit der Reform des Emissionshandels soll erreicht werden, dass der Emissionshandel als zentrales europäisches Klimaschutzinstrument seine Anreizfunktion erfüllt. Die Bundesregierung unterstützt den Reformvorschlag der EU Kommission zur Einführung einer Marktstabilitätsreserve. Diese sollte allerdings bereits im Jahre 2017 eingeführt und die 900 Millionen Emissionszertifikate aus dem sog. „Backloading“ in diese überführt werden. Zugleich sollten effektive Regelungen zur Vermeidung von Carbon Leakage auch nach 2020 hinsichtlich direkter und indirekter CO₂-Kosten vorgesehen werden, die in den betroffenen Industriesektoren übermäßige CO₂-Kostenbelastungen vermeiden, die zu Carbon Leakage führen können.

Deutschland geht bei der Energiewende mit gutem Beispiel voran. Nur wenn möglichst viele Länder ihre Energieversorgung nachhaltig gestalten, kann der globale Klimaschutz wirksam funktionieren. Dafür engagiert sich die Bundesregierung in der internationalen Zusammenarbeit und fördert den klimafreundlichen Umbau der Energieversorgung in Entwicklungsländern.

III.3.1 Der bisherige energie- und klimapolitische EU-Rahmen

Die Europäische Union hatte sich 2007 ambitionierte energie- und klimapolitische Ziele gesetzt. Diese sogenannten „20-20-20-Ziele“ wurden unter der deutschen Ratspräsidentschaft vereinbart. Sie verpflichten die EU-Mitgliedstaaten, bis 2020 die Treibhausgasemissionen um mindestens 20 Prozent gegenüber dem Jahr 1990 zu reduzieren, eine Energieeffizienzsteigerung von 20 Prozent anzustreben und einen Anteil von 20 Prozent erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch zu erreichen. Das Energie- und Klimapaket von 2009 beschreibt die energie- und klimapolitischen Maßnahmen, mit denen seither erhebliche Fortschritte bei der Zielerreichung realisiert wurden (EU Kommission 2014b).

EU-Emissionshandel

Der EU-Emissionshandel ist das zentrale Klimaschutz-Instrument im emissionshandelspflichtigen Bereich. Um CO₂-Emissionen in der Energiewirtschaft und energieintensiven Industrie zu senken, sind Anlagen in diesen Sektoren ab einem bestimmten Schwellenwert emissionshandelspflichtig. Der Emissionshandel ist seit 2005 auf europäischer Ebene angesiedelt. Die zuletzt geringen Zertifikatpreise im Handelssystem hemmen jedoch die Anreizwirkung für Investitionen in emissionsärmere Energietechnologien.

III.3.1.1 Europäischer Energiebinnenmarkt

Ein gemeinsamer europäischer Energiebinnenmarkt schafft Vorteile für alle Energieverbraucher. Er ermöglicht mehr Auswahl, niedrigere Preise und eine höhere Versorgungssicherheit für Unternehmen und Haushalte. Zudem verbessert ein funktionierender Binnenmarkt die wettbewerblichen Rahmenbedingungen und fördert weiteres Wachstum und Beschäftigung.

Der Energiebinnenmarkt hilft, die Standortvorteile der europäischen Regionen bei Strom und Gas auszuschöpfen. Im Binnenmarkt können schwankende Stromeinspeisungen besser ausgeglichen werden. Auch bei Gas schafft der grenzüberschreitende Gashandel mit allen Nachbarländern Vorteile für Verbraucher und Unternehmen. Deutschland entwickelt sich innerhalb der EU als größtes Transitland für Gas und wird zu einer der wichtigsten Gas-Drehscheiben.

Die Europäische Union hat die Weichen für den europäischen Energiebinnenmarkt gestellt. Diese Entwicklung auf Grundlage verschiedener Richtlinien und Verordnungen begann bereits Mitte der 1990er-Jahre. Zuletzt wurde im Jahr 2009 das so genannte Dritte Binnenmarktpaket für Strom und Gas verabschiedet. Deutschland hat dessen Vorgaben bereits im Sommer 2011 durch eine Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes umgesetzt.

III.3.1.2 EU-Strombinnenmarkt

Für das Gelingen der Energiewende ist das weitere Zusammenwachsen der europäischen Strommärkte von großer Bedeutung. Engere grenzüberschreitende Verbindungen erhöhen die Effizienz des Gesamtsystems und zugleich die Versorgungssicherheit.

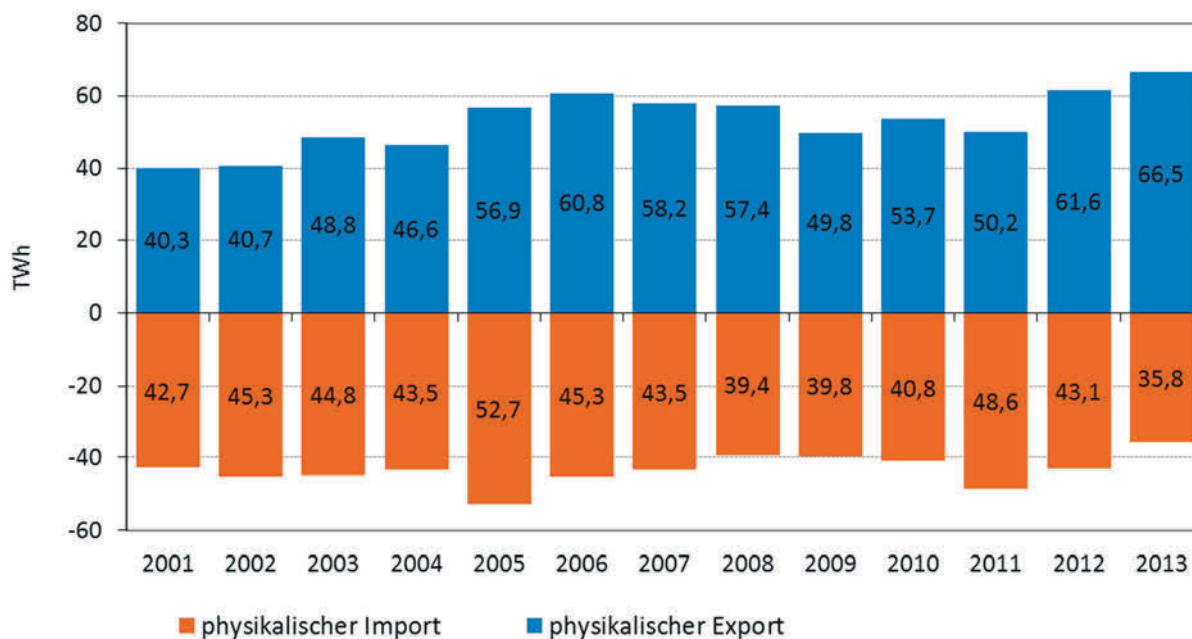
Grenzüberschreitende Stromflüsse

Stromaustausch zwischen Deutschland und seinen Nachbarn sowie Drittstaaten findet zwischen verschiedenen Stromgebotszonen statt. Der Handel ist rege und europäisiert sich immer weiter. Unter anderem wegen der stark wachsenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, die mit sehr geringen Grenzkosten im Wettbewerb in der Regel vor anderen Erzeugern zum Einsatz kommen, wird erwartet, dass künftig insbesondere der grenzüberschreitende Intraday-Handel an Bedeutung gewinnen wird. Der Stromaustausch trägt als eine sogenannte Flexibilitätsoption des Strommarktes dazu bei, dass die Einspeisung dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien ausgeglichen werden kann.

In einem funktionierenden Binnenmarkt orientieren sich die kommerziellen Stromflüsse an Preisunterschieden zwischen den Ländern. Im Strommarkt variieren die Preise innerhalb weniger Stunden sehr stark. Steigende Stromexporte und -importe sind deshalb Ausdruck eines funktionierenden Strommarktes.

Die grenzüberschreitenden physikalischen Stromflüsse nahmen zuletzt zu (siehe Abbildung III.3.1). Über das Jahr verteilt schwanken diese Stromflüsse erheblich, so dass Deutschland zu bestimmten Zeiten Strom exportiert und zu bestimmten Zeiten importiert. Gründe sind insbesondere die Fluktuationen des Stromverbrauches und der Einspeisung erneuerbarer Energien.

Abbildung III.3.1: Physikalische Stromflüsse in den Grenzkapazitäten



Quelle: European Network of Transmission System Operators for Electricity

Im Jahressaldo ist Deutschland großer Stromexporteur. Im Verhältnis zu den einzelnen Nachbarländern ist Deutschland sowohl Stromimporteur als auch -exporteur. Betrachtet man die physikalischen Jahresstrommengen, ist Deutschland vor allem Exporteur für die Niederlande, Österreich, die Schweiz, Polen, Dänemark und Luxemburg. Gegenüber Frankreich und Tschechien importiert Deutschland Strom.

Handelsflüsse

Der Wert der Stromausfuhr liegt seit längerem über dem Wert der Stromzufuhr. Handelsflüsse sind nicht mit grenzüberschreitenden physikalischen Stromflüssen gleichzusetzen, da diese nicht zwingend auf einem Handelsgeschäft beruhen sondern auch technisch bedingt sein können. Die Handelsflüsse hatten im Jahr 2013 einen Wert von 1,81 Milliarden Euro bei der Stromzufuhr nach Deutschland und 3,76 Milliarden Euro bei der Stromausfuhr. In den Vorjahren lag der Wert der Stromzufuhren noch deutlich über 2 Milliarden Euro. **Der Wert der Stromausfuhren ist gegenüber dem Vorjahr 2012 leicht gestiegen (siehe Tabelle III.3.1).**

Tabelle III.3.1: Import- und Exporterlöse aus dem Handel mit Strom

Jahr	Export TWh	Export Mrd. €	Import Mrd. €	Import TWh
2010	58,1	3,1	40,5	2,0
2011	54,5	2,9	48,5	2,5
2012	66,6	3,7	43,8	2,3
2013	71,8	3,8	36,9	1,8

Quelle: Statistisches Bundesamt, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

Marktkopplung

Im vortägigen Stromhandel sind bereits drei Viertel des europäischen Marktes verbunden. Das Marktkopplungsprojekt in Nord-West-Europa (NWE DA MC) wurde im Februar 2014 gestartet. Es umfasst die Länder Skandinaviens, Deutschland, Frankreich, Niederlande, Belgien, Luxemburg, und Großbritannien. Im Mai 2014 wurde die Region Spanien und Portugal integriert.

Die Marktkopplung für den vortägigen Stromhandel in Europa wird weiter ausgebaut. Die bestehenden physikalischen Verbindungen zwischen den Grenzen werden so möglichst optimal genutzt. In gekoppelten Gebieten können die vorhandenen Grenzkuppelkapazitäten besser ausgenutzt werden und nichtzielgerichtete Zuweisungen von Stromflüssen vermieden werden. Sich annähernde Preise bis hin zur stundenweisen Preisgleichheit in verschiedenen Preiszonen sind Indikatoren für diese Entwicklung.

Technische Standardisierung

Neue einheitliche Regelwerke für die Netznutzung werden erarbeitet. Die europäischen Übertragungsnetzbetreiber haben mit der Erarbeitung dieser Netzkodizes Strom begonnen, die sich Vorgaben des Dritten EU-Binnenmarktpakets ergibt. Um Märkte zusammenzuschließen, müssen bestimmte technische Mindeststandards geschaffen werden. Dadurch werden Handels- und Marktzutrittsbarrieren abgebaut und die Integration der europäischen Strommärkte vorangetrieben.

III.3.1.3 Energieinfrastrukturen

Ein funktionierender europäischer Binnenmarkt erfordert Infrastrukturen, die leistungsfähige und grenzüberschreitende Energienetze bilden. Durch eine hinreichende Vernetzung zwischen den EU-Staaten können Angebot und Nachfrage nach Strom und Gas grenzüberschreitend optimal zum Ausgleich gebracht werden.

Grenzüberschreitende Netzinfrastrukturen

Die erste unionsweite Liste von „Vorhaben von gemeinsamem Interesse“ trat im Januar 2014 in Kraft (siehe III.2.1.10). Das Instrument der unionsweiten Liste ist in den EU-Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur verankert. Die Liste wird alle zwei Jahre aktualisiert. In ihr sind Vorhaben für den europäischen Netzausbau benannt. Im Vordergrund der Vorhaben im Strom- und Gasbereich stehen Maßnahmen zur Verbesserung der Versorgungssicherheit in den Mitgliedsstaaten.

Mit Phasenschiebern werden die Energieflüsse besser kontrolliert und gesteuert und ungewollte Ringflüsse verhindert. Mit Phasenschiebern soll Strom daran gehindert werden, aus physikalischen Gründen ungeplant und unabhängig von Handelsgeschäften über die Grenzkuppelstellen zu fließen (sog. Ringflüsse). Sowohl an deutsch-polnischen als auch an deutsch-tschechischen Verbindungsleitungen ist der Bau von Phasenschiebern

geplant. Bis zur Inbetriebnahme dienen „virtuelle Phasenschieber“ als Übergangslösung. Damit wird durch gezielte Eingriffe der Übertragungsnetzbetreiber ein Phasenschieberbetrieb an der deutsch-polnischen Grenze simuliert. Seit 2013 werden so auf Anweisung der Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland und Polen Kraftwerke gezielt gesteuert (grenzüberschreitendes Redispatch-Regime), um die Grenzkuppelleitungen und insbesondere die polnischen Stromnetze zu entlasten.

III.3.2 Weiterentwicklung der EU-Energiepolitik

Die Umsetzung der im Energiekonzept beschlossenen Ziele erfordert einen verlässlichen europäischen Rahmen.

III.3.2.1 EU-Klima- und Energiepolitik: Gemeinsame 2030-Ziele

Der Europäische Rat einigte sich im Oktober 2014 auf ein Klima- und Energiepaket für 2030. Der Umbau der Energieversorgung in Europa und die Schaffung von Investitionssicherheit benötigt ein gemeinsames Verständnis über den zukünftigen Rahmen der Klima- und Energiepolitik. Vor diesem Hintergrund hat sich der Europäische Rat im Oktober 2014 auf ein umfassendes Klima- und Energiepaket für 2030 geeinigt. Dies umfasst ein verbindliches Klimaziel zur EU-internen Treibhausgas-Minderung von mindestens 40 Prozent. Ebenfalls beschlossen wurde ein auf EU-Ebene verbindliches Ziel für den Anteil der erneuerbaren Energien am Energieverbrauch von mindestens 27 Prozent sowie ein indikatives EU-Energieeffizienzziel in Höhe von ebenfalls mindestens 27 Prozent. Die Entscheidung des Europäischen Rates zum 2030 Rahmen ist eine wichtige Weichenstellung, um die begonnene Entwicklung in Europa hin zu einer nachhaltigen Energieversorgung weiterzuführen. Sie ist auch wichtige Voraussetzung, um Europa sowohl sprach- und verhandlungsfähig für die internationalen Klimaverhandlungen in Paris in 2015 zu machen und die Wettbewerbsfähigkeit des Standortes Europa zu sichern und zu fördern. Das Klimaziel ist als Mindestziel formuliert.

Neben dem ambitionierten Klimaziel wurden eigenständige Ziele für erneuerbare Energien und Energieeffizienz vereinbart. Bezüglich des verbindlichen EU-Ziels für erneuerbare Energien wird es nun darum gehen, dieses mit einer verlässlichen Governance-Struktur zur Zielerfüllung zu hinterlegen. Der Europäische Rat hat zudem ausdrücklich betont, dass es den Mitgliedstaaten frei steht, sich national höhere Ziele zu setzen. Das ist insbesondere für Deutschland ein wichtiger Erfolg, da damit auch auf europäischer Ebene Rechtssicherheit für die Energiewende-Ziele für Erneuerbare und Effizienz hergestellt werden konnte. Für das europäische Energieeffizienzziel wurde zudem bereits jetzt eine Überprüfung bis spätestens 2020 beschlossen, mit der Perspektive, das gemeinsame Ziel auf 30 Prozent zu erhöhen.

III.3.2.2 Reform des EU-Emissionshandel (ETS)

Das europäische Emissionshandelssystem muss rasch und nachhaltig reformiert werden. Mit der Reform des Emissionshandels soll erreicht werden, dass der Emissionshandel als zentrales europäisches Klimaschutzinstrument seine Anreizfunktion erfüllt. Die Bundesregierung setzt sich daher auf europäischer Ebene intensiv für eine ETS-Reform ein. Sie unterstützt den aktuellen Reformvorschlag der Kommission zur Einführung einer Marktstabilitätsreserve. Diese sollte allerdings deutlich früher – nämlich bereits im Jahre 2017 – eingeführt werden, damit so schnell als möglich stärkere Preissignale für emissionsarme Erzeugungstätigkeiten gesetzt werden. Zudem ist es notwendig, die 900 Millionen Emissionszertifikate aus dem sog. „Backloading“ in die Marktstabilitätsreserve zu überführen. Andernfalls wachsen zum Ende dieser Handelsperiode im Jahr 2020 die Zertifikats-Überschüsse nach Berechnungen der EU Kommission nochmals auf ca. 2,6 Milliarden an.

Für die Umsetzung der Reform des EU-Emissionshandels sind Anforderungen zu berücksichtigen. Die Reform des ETS wird dazu beitragen, die CO₂-Preise zu stabilisieren und übermäßige Schwankungen zu vermeiden (siehe Kapitel II.6). Wichtig ist, dass die Rahmenbedingungen für den EU-Emissionshandel in der Handelsperiode 2021 - 2030 so ausgestaltet werden, dass eine Standortverlagerung von Unternehmen aufgrund von Klimaschutzgründen nicht stattfindet. Hierzu brauchen die Unternehmen schon zeitnah Klarheit, da Investitionsentscheidungen heute schon von den Regelungen nach 2020 abhängen. Diese Regelungen müssen sowohl die direkte als auch die indirekte Kostenbelastung adressieren und Unternehmen in diesen Sektoren sollten keine unverhältnismäßigen CO₂-Kosten tragen, die zu Carbon Leakage führen. Die Benchmarks für die kostenlose Zuteilung sollten regelmäßig überprüft und kostenlose Zuteilungen sollten – entsprechend dem technologischen Fortschritt in den betroffenen Industriesektoren – reduziert werden.

III.3.2.3 Einen gemeinsamen EU-Energiemarkt schaffen

Die europäischen Märkte für Energie sollen weiter zusammenwachsen. Der Beschluss, den Binnenmarkt im Jahr 2014 zu vollenden, erfordert weiterhin eine Reihe von Maßnahmen, um faktische Grenzen abzubauen. Ein zentraler Bestandteil für den Strombereich ist die Weiterentwicklung der Marktkopplung im vortägigen Handel.

Die Marktkopplung soll alle EU-Mitgliedstaaten umfassen, die am gemeinsamen Stromnetz angeschlossen sind. Um dieses Vorhaben umzusetzen, wurden zunächst einzelne Regionen gekoppelt. An der bestehenden Verbindung der Regionen Zentral-West-Europa und Skandinavien sowie von Süd-West-Europa wird auch Italien bis voraussichtlich Ende des Jahres 2014 teilnehmen. Norwegen als Nicht-Mitgliedstaat nimmt ebenfalls teil.

Die multiregionale Marktkopplung wird technisch in Richtung einer lastflussbasierten Marktkopplung weiterentwickelt. Ende November 2014 soll eine entsprechende Berechnungsmethode in der Region Zentral-West-Europa eingeführt werden. Verstärkte Kooperation zwischen den beteiligten Übertragungsnetzbetreibern wird die Anzahl der engpassrelevanten Netzbestandteile vorab reduzieren, wodurch mehr Leistungskapazität an der Grenze zur Verfügung gestellt wird.

III.3.2.4 Beschleunigter Ausbau der europäischen Energienetze

Die grenzüberschreitende Netzinfrastruktur muss europaweit ausgebaut und modernisiert werden. Das gilt insbesondere für die Grenzkuppelstellen. Dafür setzt sich die Bundesregierung ein. Denn für einen ungehinderten grenzüberschreitenden Handel fehlt es derzeit mitunter an freien Kapazitäten in den bestehenden Strom- und Gasleitungen.

Der Netzausbau zwischen den Mitgliedstaaten wird fortgesetzt. Dies erfolgt indem neue Leitungen aufgebaut und vielfach auch über die Grenzen hinweg neue Technologien zum Einsatz kommen, wie u. a. neuartige Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung, Hochtemperaturleitseile und Temperatur-Monitoring.

Die Rahmenbedingungen für transeuropäische Energieinfrastrukturvorhaben müssen weiter verbessert werden. Hierfür setzt sich die Bundesregierung auf europäischer Ebene ein. Eine wichtige Grundlage hierfür schafft die Verordnung zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur.

Offshore-Grid

Deutschland engagiert sich weiter in der Initiative für ein Nordsee-Netz. Darin koordinieren die Nordsee-Anrainer-Staaten ihre Planungen über den Ausbau von Leitungen im Meer. Erfüllt dieser Ausbau entsprechende Voraussetzungen, kann mittelfristig ein vielfältig nutzbares, stabiles Offshore-Netz entstehen. Entsprechende Netzverbindungen könnten neben dem Abtransport des Stroms an Land auch der Kopplung von Handelsräumen dienen. Zur Klärung der zahlreichen technischen und regulatorischen Fragen (z. B. bezüglich Kapazitätszuweisungen, eines möglichen Engpassmanagements oder Abregelungsvereinbarungen, usw.) arbeitet die Bundesregierung auf einvernehmliche Lösungen mit den Nordseeanrainern hin.

Zehn-Jahre-Netzentwicklungspläne

Der zweite europaweite Zehn-Jahre-Netzentwicklungsplan wird vorgelegt. Der durch den Verband der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E erarbeitete Plan dient dazu die Integration der Märkte netztechnisch abzusichern und zu intensivieren. Bei der Erstellung werden bestehende nationale Netzentwicklungs- und Investitionspläne berücksichtigt. Der „Regional Investment Plan“ wird aus dem Netzentwicklungsplan abgeleitet und ebenfalls im Dezember 2014 vorgelegt. Beide Pläne sind rechtlich nicht verbindlich, jedoch sind nationale Netzentwicklungspläne an europäische Planungen anzupassen. Die Pläne sind damit auch eine Basis für die Erstellung der deutschen Netzentwicklungspläne (siehe Kapitel III.2.1).

Stromausaustausch mit den Alpenländern und Skandinavien, Nutzung von Speicherkapazitäten

Vorhandene große Wasserkraftpotenziale in Norwegen und in den Alpen bieten die Möglichkeit, schwankende Stromversorgung aus volatilen Quellen zu ergänzen.

Wasserkraftwerke in den Alpen sowie Speicherkraftwerke bleiben wichtig. Dennoch ist ihre Marktlage gegenwärtig schwierig. In Zeiten von Überkapazitäten ist der Ausgleich der Produktion nicht auf das vorübergehende Speichern des Produktes angewiesen. Die Kraftwerke in Form von Pumpspeicherkraftwerken bzw. Stauseen sind im Fall der österreichischen Kraftwerke direkter Teil der deutsch-österreichischen Preiszone. Andere Kraftwerke wirken durch grenzüberschreitende Leitungen indirekt auf den deutschen Markt. Das Alleinstellungsmerkmal entsprechender Anlagen, schnelle Produktionsanpassungen durchzuführen, kann auch auf anderen

Wegen geleistet werden. So ist die Flexibilität des konventionellen Kraftwerksparks deutlich angestiegen. Die zunehmende grenzüberschreitende Marktintegration steigert zusätzlich die Flexibilität des Strommarktes.

Eine engere Verbindung mit dem skandinavischen Markt bringt Vorteile. Die erste Seekabelverbindung „Nord.Link“ zwischen Norwegen und Deutschland könnte – nach der Erteilung der Lizenzen und Genehmigungen an das Projektkonsortium aus Statnett, TenneT und KfW – nach derzeitigem Stand bis zum Jahr 2018 realisiert werden. Sie kann einen besseren Ausgleich und eine steigende Effizienz der Stromversorgung ermöglichen. Mit dieser ersten direkten Verbindung zwischen den beiden Strommärkten wird ein weiteres Kapitel der deutsch-norwegischen Zusammenarbeit begonnen. Nord.Link wird zu mehr Versorgungssicherheit auf beiden Seiten beitragen. Denn diese Verbindung ermöglicht den Austausch erneuerbarer Energien - insbesondere von Wasserkraft und Windkraft. Damit wird ein wichtiges Projekt im Rahmen des Bundesbedarfsplans entscheidend vorangebracht.

III.3.3 Internationale Verflechtung und deutsche Energieaußenpolitik

Die deutsche Energieaußenpolitik hat die internationale Verflechtung und die damit verbundenen Herausforderungen im Blick. Deutschland deckt derzeit mehr als zwei Drittel seines Energiebedarfs durch Importe. Mit der Energiewende wird diese Importabhängigkeit reduziert (siehe Kapitel I.10.2). Dennoch wird die deutsche Volkswirtschaft auch mittelfristig weiter auf den Import fossiler Energieträgern wie Öl, Kohle oder Gas angewiesen sein. Um die Abhängigkeit von einzelnen Lieferquellen zu senken, strebt die Bundesregierung an, neue Energielieferanten und Transportrouten zu erschließen.

Der Import von Strom aus erneuerbaren Energien wird eine zunehmende Rolle für die Versorgungssicherheit einnehmen. Bei entsprechendem transeuropäischem Netzausbau ergeben sich langfristig Optionen zur Erschließung und Verknüpfung weiterer Wind- und Solarstromstandorte. Diese können in mögliche Stromimporte aus Ländern außerhalb der EU münden.

Die angestrebte Diversifizierung der Energiebezugsquellen und Transportwege wird nur gelingen, wenn Investoren entsprechende Projekte realisieren. Die Bundesregierung sieht es daher als ihre Aufgabe, mit wichtigen Energierohstoff- und Transitländern zusammenzuarbeiten, um für derartige Projekte günstige und stabile wirtschaftliche Rahmenbedingungen zu schaffen.

Die Energieaußenpolitik der Bundesregierung ist zudem darauf gerichtet, Mitstreiter für die Energiewende zu gewinnen. Nur wenn möglichst viele Länder ihre Energieversorgung nachhaltig gestalten, kann der globale Klimaschutz wirksam funktionieren. Um andere Länder für diesen Weg zu ermutigen, möchte die Bundesregierung einen aktiven Austausch, um Konzepte, Instrumente und Erfahrungen der Energiewende zu teilen. Um Länder für eine nachhaltige Energiepolitik zu gewinnen, müssen wir zeigen, dass diese auch wirtschaftlich erfolgreich sein kann (siehe Kapitel III.6).

Die Bundesregierung ging in den letzten Jahren eine Reihe bilaterale Energiepartnerschaften ein. Partner sind dabei wichtige Energieerzeuger-, Energietransit- und Verbraucherländer. Beispiele sind u. a. die Partnerschaften mit Indien, China, Brasilien, Russland, Südafrika, Marokko, Tunesien, Kasachstan und der Türkei. Diese bilateralen Energiepartnerschaften dienen der Erreichung der oben dargestellten Ziele der deutschen Energieaußenpolitik. Stärken der Zusammenarbeit im Format der Energiepartnerschaften liegen in der Verknüpfung hochrangiger Regierungsdialoge mit konkreter, zielorientierter Projektarbeit. Zudem wird die Wirtschaft einbezogen und die Einzelaktivitäten der Ressorts unter einem Dach gebündelt. Energieeffizienz und erneuerbare Energien nehmen im Rahmen der Energiepartnerschaften einen zentralen Platz ein. Die Bundesregierung unterstützt die Partnerländer, deren Energiesysteme umzubauen und zunehmend erneuerbare Energien und Energieeffizienzmaßnahmen zu nutzen. Dies entschärft den globalen Wettbewerb um knapper werdende Energierohstoffe und schützt das Klima. Zudem dient die Energiepolitik der nachhaltigen Entwicklung in den Partnerstaaten.

Die Bundesregierung engagiert sich in den multilateralen Energieorganisationen und Foren. Wettbewerblich strukturierte, offene und transparente Energiemärkte, effektiver Klimaschutz und Innovationen hin zu einer vorrangig auf erneuerbaren Energien basierenden Energieversorgung sind ein besonderes Anliegen der Bundesregierung. Ihr Engagement erfolgt im Rahmen der Internationalen Agentur für Erneuerbare Energien (IRENA), der Internationalen Energieagentur (IEA), dem Internationalen Energieforum (IEF), dem Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21), der International Partnership for Energy Efficiency Cooperation (IPEEC), der Initiative Sustainable Energy for All (SE4All) der Vereinten Nationen, der Baltic Sea-Region Energy Co-Operation (BASREC), der internationalen Konferenzen für erneuerbare Energien (IRECs) sowie der Clean Energy Ministerial-Konferenzserie (CEM). Der energiepolitische Prozess im Rahmen

der Gruppe der Sieben (G7) und der Gruppe der Zwanzig (G20) wird seitens der Bundesregierung – in Abstimmung mit anderen Ressorts – durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie begleitet.

Moderne Energietechnologien werden mit dem umfangreichen Instrumentarium der Außenwirtschaftsförderung unterstützt. Hinzu kommen die Exportinitiative für Energieeffizienz und der Exportinitiative für Erneuerbare Energien des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Denn ein weiteres Ziel der deutschen internationalen Energiepolitik ist die Gewährleistung offener Märkte für den Export moderner Energietechnologien.

III.3.4 Weiterentwicklung der internationalen Energieaußenpolitik

Eine kohärente deutsche Energieaußenpolitik ist unverzichtbar, um eine zuverlässige, bezahlbare und umweltschonende Energieversorgung zu gewährleisten. Das gilt für die Energieaußenpolitik im bilateralen und multilateralen Rahmen. Indem in den internationalen Energiebeziehungen gegenseitige Abhängigkeiten erkannt und komplementäre Interessen geschaffen werden, lassen sich Vertrauen, Solidarität und Stabilität in diesen Beziehungen aufbauen und festigen. Dies dient der dauerhaften Gewährleistung der Versorgungssicherheit Deutschlands und Europas.

Bilaterale Energiedialoge und Energiepartnerschaften bleiben Bestandteil der energieaußenpolitischen Strategie. Der Abschluss einer weiteren Energiepartnerschaft mit Algerien ist aktuell in Vorbereitung.

Deutschland wird sein Engagement in den multilateralen Organisationen und Foren fortsetzen. Im Jahr 2015 wird Deutschland die G7-Präsidentschaft innehaben und hier u. a. mit einem Energieministertreffen im Mai 2015 in Hamburg auch in diesem Themenfeld Impulse setzen. Die bevorstehende Klimakonferenz der Vereinten Nationen 2015 in Paris sowie die rasante aktuelle Entwicklungen auf den internationalen Energiemärkten verdeutlichen die Rolle der internationalen Zusammenarbeit in der Energiepolitik.

III.4 Energiepreise und Energiekosten

Die internationalen Preise für energetische Rohstoffe beeinflussen die Energiepreise in Deutschland maßgeblich. Die langfristige internationale Preisentwicklung hängt von einer Reihe von Faktoren auf der Angebots- und Nachfrageseite ab.

Energieeinsparungen bilden die Basis, um zukünftig die Energieausgaben der privaten Haushalte und der Industrie zu senken. Die Energiekosten der Industrie werden neben der Preisentwicklung von der künftigen Kapazitätsauslastung bestimmt.

Die Voraussetzungen für bezahlbare und wettbewerbsfähige Energiepreise werden verbessert. Die Politik entscheidet nicht über die Energiepreise. Bestimmte Maßnahmen können aber bezahlbare und wettbewerbsfähige Preise unterstützen. Dazu zählen die Stärkung des Wettbewerbs auf den Endkundenmärkten, die Reduzierung einseitiger Importabhängigkeiten, die Gestaltung staatlich bedingter Energiepreisbestandteile, die Steigerung der Energieeffizienz und Entlastungsregelungen für die im internationalen Wettbewerb stehende Industrie.

Die Energiekosten sind in den letzten Jahren angestiegen. Steigende Preise auf den internationalen Energiemärkten waren eine wesentliche Ursache hierfür. Zugleich sind unter anderem mit Investitionen in den Ausbau der erneuerbaren Energien weitere Kosten entstanden, die zu steigenden Preisen beigetragen haben.

Die Bundesregierung achtet auf eine wirtschaftlich vernünftige Umsetzung der Energiewende. Dies wird maßgeblich dazu beitragen, die Wettbewerbsfähigkeit unseres Landes zu stärken. Die EEG-Umlage wird 2015 erstmals leicht zurückgehen. Die Kostendynamik der vergangenen Jahre ist gebrochen worden.

Die Modernisierung der Energieversorgung ermöglicht Kostensenkungen. Durch Effizienzverbesserungen kann der Verbrauch gesenkt werden. Zusammen mit einer Energieerzeugung, die verstärkt auf erneuerbaren Energien basiert, können fossile Brennstoffe eingespart werden, deren Weltmarktpreise im Trend steigen und Schwankungen unterliegen werden.

III.4.1 Maßnahmen für wettbewerbsfähige und bezahlbare Energiepreise

Wirtschaftspolitische Maßnahmen für Bezahlbarkeit und Wettbewerbsfähigkeit müssen nationale und internationale Preis- und Kostenentwicklungen berücksichtigen. Gleichzeitig können einzelne Maßnahmen derartige Entwicklungen erheblich beeinflussen.

In Deutschland bestehen Grund- und Ersatzversorgung. Dies stellt sicher, dass prinzipiell jeder Haushaltskunde Strom oder Erdgas zu den Allgemeinen Bedingungen und Preisen erhält. Die Konzepte sind in § 36 EnWG und § 38 EnWG i.V.m. der Strom- und der Gasgrundversorgungsverordnung geregelt.

Hilfebedürftige Verbraucher werden durch sozialpolitische Maßnahmen unterstützt. Durch das Sozialrecht wird der Energiebedarf von Empfängern staatlicher Transferleistungen angemessen gesichert. Im Rahmen der Existenzminimumsicherung (Sozialhilfe und Grundsicherung für Arbeitsuchende) wird die Entwicklung der Energiepreise bei der Ermittlung und Fortschreibung der Regelbedarfe bzw. Regelbedarfsstufen berücksichtigt. Kosten für Energie zu Heizzwecken werden daneben im Rahmen der Kosten der Unterkunft nach SGB II und XII in tatsächlicher Höhe übernommen, soweit die Aufwendungen angemessen sind.

III.4.1.1 Stärkung von Wettbewerb auf den Endkundenmärkten

Der gemeinsame europäische Energiebinnenmarkt wird für die Endverbraucher in Deutschland immer bedeutender. Denn eine hohe Wettbewerbsintensität auf der Angebotsseite wirkt preisdämpfend auf Endkundenmärkte für Energie. Die Bundesregierung unterstützt die zügige Vollendung des Energiebinnenmarktes, um mehr Wettbewerb und Auswahl zwischen den verschiedenen Anbietern sowie niedrigere Preise zu ermöglichen. Die hierfür erforderlichen Schritte werden rasch und wirksam umgesetzt (siehe Kapitel III.3).

Nehmen die Verbraucher aktiv am Marktgeschehen teil, lassen sich mehr Wettbewerb und niedrigere Preise erreichen. Dies betrifft sowohl die Endverbrauchermärkte für Strom und für Gas wie auch die Kraftstoffmärkte. Verbraucher können ohne größere Hemmnisse vom bisherigen Anbieter zu einem preisgünstigeren Anbieter wechseln. Dies ist Dreh- und Angelpunkt für mehr Wettbewerb. Damit diese Möglichkeiten wahrgenommen werden kann, bedarf es klarer Verbraucherrechte und gut zugänglicher Informationen.

Die von der Bundesregierung anerkannte Schlichtungsstelle Energie e.V. unterstützt den fairen Wettbewerb. Verbraucher können sich bei Streitfällen im Zusammenhang mit der Belieferung mit Strom und Gas, z. B. beim

Wechsel des Energieversorgers, an die Schlichtungsstelle Energie e.V. wenden. Streitigkeiten zwischen Verbrauchern und Unternehmen über die Energielieferung, den Netzanschluss oder die Messung von Energie werden dort außergerichtlich geschlichtet. Für den Verbraucher ist die Unterstützung kostenlos.

Die Bundesregierung stärkt den Wettbewerb auf den Energiemärkten mit der Einrichtung von Markttransparenzstellen. Diese erheben fortlaufend relevante Daten. So können sie möglichen Marktmachtmissbrauch und Preismanipulationen besser und schneller aufdecken. Die Rechtsgrundlagen zur Einrichtung der Markttransparenzstellen sind bereits 2012 im Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen geschaffen worden.

Dank der Markttransparenzstelle im Kraftstoffbereich können Autofahrer die aktuellen Kraftstoffpreise in Echtzeit online abrufen. Sie können damit gezielt die günstigste Tankstelle auswählen. Grundlage hierfür ist, dass die Markttransparenzstelle im Kraftstoffbereich Meldedaten privaten Verbraucher-Informationsdiensten zur Verfügung stellt, die ihrerseits Verbraucherinnen und Verbraucher aktuell über Änderungen der Tankstellenpreise informieren. Die Markttransparenzstelle für Kraftstoffe ist beim Bundeskartellamt angesiedelt.

Die Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas überwacht die nationalen Großhandels- und Erzeugungsmärkte von Strom und Gas. Diese Aufgaben nehmen Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt einvernehmlich wahr. Daneben nimmt die Bundesnetzagentur auch die Aufgaben nach der EU-Verordnung über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts von 2011 wahr.

III.4.1.2 Reduzierung einseitiger Importabhängigkeiten

Bei Importen fossiler Energieträger dämpft der Wettbewerb die Preise. Mineralöl, Erdgas und Steinkohle werden zu einem sehr großen Anteil nach Deutschland importiert. Auch wenn mit der Energiewende diese Importabhängigkeit schrittweise zurückgehen wird (siehe Kapitel I.10), wird die deutsche Volkswirtschaft mittelfristig weiterhin fossile Energieträger importieren müssen. Um die Abhängigkeit von einzelnen Lieferquellen zu senken, strebt die Bundesregierung an, neue Energielieferanten und Transportrouten zu erschließen (siehe Kapitel III.3).

III.4.1.3 Ausgewogene Gestaltung staatlich bedingter Energiepreisbestandteile

Der Einfluss der Energie- und Steuerpolitik auf die Energiepreise wird im Blick behalten. Energiepreise spiegeln neben den Erzeugungs- und Vertriebskosten auch die staatlich veranlassten und regulierten Preisbestandteile wider. Dazu zählen Netzentgelte bei Strom und Gas sowie staatlich veranlasste Abgaben. Insbesondere bei den Strompreisen haben die staatlich veranlassten Preisanteile in den letzten Jahren zu Preisanstiegen beigetragen (siehe Kapitel I.8). Investitionen, die für den Umbau der Energieversorgung notwendig sind, werden über Umlagen finanziert, die die Letztverbraucher über die Energiepreise tragen. Dazu zählen u. a. die EEG-Umlage, die für die Förderung der erneuerbaren Energien auf die Endverbraucher umgelegt wird, sowie Netzentgelte, mit denen Betrieb, Erhaltung und Erweiterung der Stromnetze finanziert werden. Da die Stromsteuer in den letzten Jahren in der Höhe gleich geblieben ist, ist ihr Anteil am Strompreis zurückgegangen.

Bei Stromnetzentgelten ist Planungs- und Rechtssicherheit geschaffen worden. Insbesondere durch die Einführung eines gestaffelten Netzentgelts mit der Stromnetzentgeltverordnung 2013 werden die energieintensiven Stromverbraucher stärker an den Netzkosten beteiligt. Die Festlegung der Entgelthöhe dieser Verbrauchergruppe orientiert sich an deren besonders hohen und gleichmäßigen Stromverbrauch und den damit verbundenen Wirkungen auf die Netzauslastung. Die Stromnetzentgelte, deren Entgelthöhe über mehrere Jahre gesunken waren, sind zuletzt aufgrund von Sondereffekten leicht angestiegen (siehe Kapitel I.7).

Die Offshore-Haftungsumlage finanziert Kosten eines verzögerten Netzanschlusses. Kosten, die nicht direkt vom Netzbetreiber oder vom Offshore-Windparkbetreiber zu verantworten sind, brauchen eine Finanzierung. Die Umlage wird seit 2012 erhoben (siehe Kapitel III.2). Über die hier genannten Umlagen und Abgaben hinaus sind weitere staatlich bedingte Preisbestandteile mit zu betrachten.

Mit dem EEG 2014 wird der Kostenanstieg bei der Förderung gebremst. Mit dem sehr schnellen Ausbau der erneuerbaren Energien war die EEG-Umlage angestiegen. Mit der seit dem 1. August 2014 in Kraft getretenen Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes wird Anstieg gebremst und zudem der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien für alle Beteiligten planbarer gemacht. Weitere Reformschritte werden folgen (siehe Kapitel II.2). So werden u. a. die erneuerbare und konventionelle Energieerzeugung auf einen gemeinsamen, funktionierenden Markt zusammengebracht, um sich im Wettbewerb zu beweisen (siehe Kapitel III.1). Damit werden auch Voraussetzungen geschaffen, um die staatlich bedingten Bestandteile des Strompreises künftig besser stabilisieren zu können.

III.4.1.4 Steigerung der Energieeffizienz in Haushalten und Unternehmen

Intelligente Maßnahmen zum Einsparen von Energie entlasten Verbraucher und stärken die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie. Damit spielt die Steigerung der Energieeffizienz eine Schlüsselrolle für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende hin zu einer sicheren und bezahlbaren Energieversorgung. Mehr Energieeffizienz lässt sich durch einen ausgewogenen Mix verschiedener Instrumente erreichen. Die Bundesregierung ist bestrebt, möglichst marktwirtschaftliche und wirtschaftlich vertretbare Lösungen umzusetzen. Dazu wurden bereits eine Reihe von Maßnahmen in unterschiedlichen Bereichen auf den Weg gebracht. So haben Anreizprogramme und qualitativ hochwertige, unabhängige Beratungsangebote wie auch Verbrauchsstandards und (Verbrauchs-)Kennzeichnungen zu Effizienzverbesserungen beigetragen (siehe Kapitel II.3).

III.4.1.5 Entlastungsregelungen als Voraussetzung für eine wettbewerbsfähige Industrie

Wachstum und Beschäftigung in Deutschland erfordern leistungsstarke und international wettbewerbsfähige Industrien. Sie sind regelmäßig ein Grund für die Ansiedlung nachgelagerter Produktionsstandorte in Deutschland und damit indirekt verantwortlich für die Schaffung und den Erhalt von Arbeitsplätzen. Dies schließt auch solche Wertschöpfungsketten ein, die den Umbau der Energieversorgung in Deutschland ermöglichen.

Unternehmen, die in Deutschland produzieren und im internationalen Wettbewerb stehen, brauchen faire Wettbewerbsbedingungen. Die Produktion hochwertiger Güter und Anlagen ist eine traditionelle Domäne Deutschlands. Der Anteil des Verarbeitenden Gewerbes an der Bruttowertschöpfung lag im Jahr 2013 bei rund 22 Prozent. Die deutsche Industrie ist in hohem Maße exportorientiert und damit auch exportabhängig. In vielen Branchen wird mehr als die Hälfte der Produktion ins Ausland verkauft.

Entlastungsregelungen leisten einen unverzichtbaren Beitrag zum Erhalt des Industriestandorts Deutschland. Die Energiepreise in Deutschland sind im Vergleich zu vielen anderen Staaten relativ hoch. Dadurch können Unternehmen, die in Deutschland produzieren, Nachteile gegenüber Unternehmen an Konkurrenzstandorten haben. Um eine Abwanderung von Unternehmen ins Ausland zu vermeiden, wurden bei einzelnen Entlastungsregelungen gesetzliche Anpassungen vorgenommen.

Die stromintensiven Unternehmen, die im internationalen Wettbewerb stehen, erhalten ihre durch den Emissionshandel erhöhten Stromkosten teilweise erstattet. Die Kompensation richtet sich dabei in Höhe und Adressatenkreis nach den Vorgaben der Beihilfeleitlinien der Europäischen Kommission vom Mai 2012. Der deutschen Regelung wurde im Juli 2013 die beihilferechtliche Genehmigung erteilt.

Der Spitzenausgleich bei Energiesteuer und Stromsteuer wurde neu geregelt (siehe Kapitel II.3). Die Neuregelung trat zum Jahr 2013 in Kraft. Die geforderten Gegenleistungen der Unternehmen gehen über die zuvor geltenden Voraussetzungen für den Spitzenausgleich hinaus. Danach wird Unternehmen des Produzierenden Gewerbes der Spitzenausgleich bei der Energiesteuer und der Stromsteuer nur noch gewährt, wenn das Produzierende Gewerbe insgesamt bestimmte Effizienzanforderungen erfüllt. Der Spitzenausgleich ist zudem an Einführung und Betrieb von Energie- bzw. Umweltmanagementsystemen in den Unternehmen geknüpft. Bei kleinen und mittleren Unternehmen können dies auch alternative Systeme zur Verbesserung der Energieeffizienz sein, die mit geringeren inhaltlichen Anforderungen verbunden sind.

Stromintensive Unternehmen des Produzierenden Gewerbes können eine Begrenzung der EEG-Umlage beantragen. Dies gilt für solche Unternehmen, die im internationalen Wettbewerb stehen. Hierdurch werden die Belastungen für die betroffenen Unternehmen begrenzt. Mit der Neuregelung der Besonderen Ausgleichsregelung 2012 wurde der Anwendungsbereich dieser Regelung zunächst ausgeweitet, wodurch sich die insgesamt befreite Strommenge jedoch nur geringfügig erhöht hat. Die Besondere Ausgleichsregelung wurde 2014 unter Berücksichtigung der novellierten Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien der EU-Kommission grundlegend neu geregelt (siehe Kapitel II.3).

III.4.2 Ausblick

III.4.2.1 Internationale Rohstoffpreise

Die für die Endverbraucher in Deutschland maßgeblichen Energiepreise hängen wesentlich von der Entwicklung der internationalen Preise für die energetischen Rohstoffe Öl, Gas und Steinkohle ab. Diese Preise für die energetischen Rohstoffe wiesen seit der Jahrtausendwende insgesamt einen deutlich steigenden Trend auf (siehe Kapitel I.8).

Rohöl

Die langfristige Entwicklung des Ölpreises ist mit Unsicherheiten verbunden. Diese Unsicherheiten hängen von der Entwicklung der einzelnen Faktoren des Ölpreises ab. Nachfrageseitig zählen dazu insbesondere das künftige weltwirtschaftliche Wachstum und damit einhergehende Energieverbrauchsmuster sowie die künftigen global vorherrschenden Strategien in der Energie- und Umweltpolitik. Die Rohölnachfrage wird vor allem durch einen deutlichen Verbrauchsanstieg in den Entwicklungs- und Schwellenländern weiter wachsen. Angebotsseitig stellen die Produktion von Öl aus unkonventionellen Quellen sowie das Verhalten der OPEC-Staaten wichtige Faktoren dar.

Erdgas

Die Bindung des Gaspreises an den Ölpreis ist in den letzten Jahren schwächer geworden. Aufgrund vertraglicher Bindungen folgen die Gaspreise bisher teilweise den Entwicklungen der Ölpreise. Die erheblichen Neuentdeckungen unkonventioneller Gasquellen in Nordamerika führen jedoch dazu, dass diese Bindungen schwächer geworden sind. Auf Seiten des europäischen Erdgasangebots werden sich die Fördermengen, z. B. in den Niederlanden und Großbritannien, voraussichtlich rückläufig entwickeln. Der globale Handel mit verflüssigtem Erdgas könnte zunehmen und zu einer gewissen Preisangleichung zwischen (Nord-) Amerika, Europa und Asien beitragen. Zugleich dürfte die Erdgasnachfrage in Asien weiter ansteigen. In Europa wird mittelfristig eine abnehmende Gasnachfrage vor allem im Raumwärmesektor erwartet. Diese Erwartung hängt mit Verbesserungen bei der Energieeffizienz und der Einführung alternativer Heizungssysteme zusammen.

Steinkohle

Der gesunkene CO₂-Preis erhöht die Nachfrage nach Steinkohle. Relativ niedrige Preise für CO₂-Emissionszertifikate machen die Stromerzeugung aus Kohlen attraktiv und erhöhen damit die europäische Nachfrage nach Kesselkohle. Die Einfuhrpreise für Steinkohle nach Deutschland sind seit 2012 gesunken. Global wird die Entwicklung des Marktes für Kesselkohle von einer steigenden Nachfrage in Asien bestimmt. Angebotsseitig werden u. a. steigende Förderkosten in den wesentlichen Exportländern erwartet. Braunkohle wird dagegen auf Grund ihrer geringeren Energiedichte und daraus resultierenden hohen Transportkosten nicht international gehandelt. Die heimisch geförderte Braunkohle wird zu 90 Prozent grubennah verstromt. Ein internationaler Marktpreis existiert somit nicht.

III.4.2.2 Zertifikatspreise im EU-Emissionshandelssystem

Für die künftigen Zertifikatspreise wird der weitere EU-Klimaschutzpfad im Rahmen der internationalen Klimaschutzpolitik relevant sein. Bei den EU-Emissionszertifikaten für Kohlendioxid führte die im Jahr 2007/08 einsetzende weltweite Finanz- und Wirtschaftskrise zu sinkendem Energieverbrauch und damit verbunden zu einem Rückgang der Zertifikatsnachfrage in der Energieerzeugung. Hinzu kam angebotsseitig ein umfangreicher Zufluss von Emissionsminderungskrediten aus den flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls. In der Folge sanken die Preise für Emissionszertifikate zuletzt deutlich (siehe Kapitel I.8).

III.4.2.3 Strompreise

Strompreise werden durch verschiedene Faktoren beeinflusst. Hierzu zählen marktgetriebene Veränderungen des Angebots und der Nachfrage, wie z. B. bei den Rohstoff- und CO₂-Zertifikatspreisen. Ebenfalls bedeutsam sind regulatorische Vorgaben, die im Strompreis als Steuern, Umlagen und Netzentgelte zum Ausdruck kommen. Die Strompreisentwicklung für die verschiedenen Verbrauchergruppen unterscheidet sich wesentlich danach, inwieweit sie im Einzelnen die staatlich veranlassten oder regulierten Preisbestandteile zu tragen haben (siehe Kapitel I.8). Die weitere Förderung der erneuerbaren Energien ist mit der EEG Novelle 2014 kosteneffizienter ausgestaltet worden. Unterschiedliche Strompreise bei stromintensiven Industriekunden ergeben sich durch Unterschiede in der Abnahmemenge und der Kontinuität der Abnahme, die zwischen Stromversorger und Stromverbraucher individuell ausgehandelt werden, sowie durch die Netzebene, auf der die Stromabnahme erfolgt.

III.4.2.4 Energiekosten der Industrie

Die angestrebten Energieeinsparungen schaffen eine Grundlage für künftige Kostensenkungen. Die künftigen Energiekosten der Industrie werden neben den dargestellten Preisentwicklungen auf den internationalen Beschaffungsmärkten sowie auf dem (Großhandels-)Strommarkt auch von der künftigen Kapazitätsauslastung der

Industrie bestimmt. Diese Auslastung folgt in der Regel der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung in Deutschland. Mittelfristig können strukturelle Veränderungen in den Industrien in dem Einsatzverhältnissen der unterschiedlichen Energieträger zu Kostenveränderungen führen. Die Energiebezugskosten der Industrie in Deutschland betragen im Jahr 2013 rund 37,3 Milliarden Euro. Branchenübergreifend liegt der Anteil der Strombezugskosten seit einigen Jahren bei rund zwei Drittel der Gesamtenergiekosten. Die Entwicklung der Energiekosten betrifft die einzelnen Wirtschaftszweige im unterschiedlichen Ausmaß (siehe Kapitel I.8).

III.4.3 Energieausgaben

Energieeinsparungen oder Anbieterwechsel können helfen, Energieausgaben zu senken. Die weitere Entwicklung der Energieausgaben der Haushalte ist von zahlreichen Faktoren abhängig. Dazu gehören einerseits äußere Faktoren, wie der witterungsbedingte Wärmebedarf. Zum Anderen können Haushalte ihre individuellen Energieausgaben zu einem gewissen Grad selbst beeinflussen. Energieeinsparungen oder der Wechsel zu günstigeren Energieanbietern beziehungsweise -tarifen sind hier beispielhaft Ansatzpunkte (siehe Kapitel I.8).

Die Entwicklung des Nettoeinkommens bleibt ein wichtiger Faktor für die Bezahlbarkeit von Energie. Im Trend der letzten Jahre sind sowohl die durchschnittlichen Energieausgaben als auch die durchschnittlichen Einkommen gestiegen. Diese Entwicklung wird in Kapitel I.8 anhand von Berechnungen für Musterhaushalte nachgezeichnet. Neben den Durchschnittsbelastungen bzw. dargestellten Ausgaben der Musterhaushalte kann die Gesamtkostenbelastung für bestimmte Haushalte höher liegen, insbesondere wenn die Entwicklung des individuellen Einkommens nicht mit den Preis- bzw. Kostenerhöhungen einhergeht. Die Berechnungen der Monitoring-Experten-Kommission zu den energiewirtschaftlichen Gesamtrechnungen zeigen, dass sich zumindest die Stromausgaben über einen relativ langen Zeitraum vergleichsweise stabil entwickelt haben. Die Stromausgaben sind also in einem ähnlichen Ausmaß gestiegen wie das Bruttoinlandsprodukt. Deutliche Anstiege gab es dagegen bei den relativen Ausgaben für Gas und für den Verkehr (siehe Stellungnahme der Experten-Kommission 2014).

Die Bundesregierung wird die Entwicklung der Energiepreise und -ausgaben weiter sorgfältig beobachten.

III.5 Energieforschung und Innovationen

Die Bundesregierung richtet die Energieforschung konsequent auf die Energiewende aus. Energieeffizienz und erneuerbare Energien werden damit zu Förderschwerpunkten.

Durch die Bereitstellung von Finanzmitteln für Forschungs- und Entwicklung wird die führende Position deutscher Unternehmen unterstützt.

Die Rahmenbedingungen für Innovationen und technischen Fortschritt werden verbessert. Sie befördern den Beitrag der Energieforschung zur Energiewende sowie die zügige Umsetzung von Forschungsergebnissen in neue, marktfähige Energietechnologien.

Die Energieforschung trägt wesentlich zur Entwicklung von sicheren, bezahlbaren und umweltverträglichen Technologien bei. Sie ist damit ein strategisches Element der Energiepolitik. Zukunftsweisende Innovationen sind entscheidend, um den Strukturwandel hin zu einer nachhaltigen Energieversorgung voranzubringen.

Grundlagenforschung und die Förderung der Marktdurchdringung stehen im Mittelpunkt der Forschungspolitik. Neben der Grundlagenforschung geht es vor allem darum, bei Effizienztechnologien, erneuerbaren Energien, Speichern und Netze durch anwendungsorientierte Forschungsförderung den Weg zur Marktdurchdringung zu ebnen. Ein wesentlicher Aspekt ist dabei die Reduzierung der Kosten.

III.5.1 Maßnahmen der Energieforschungs- und Innovationspolitik

Forschung und Entwicklung ist eine gemeinsame Aufgabe von Wirtschaft und Wissenschaft. Mit ihren Anstrengungen zur Erforschung und Entwicklung neuer Energietechnologien erbringen Unternehmen und Forschungseinrichtungen einen wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Nutzen, der weit über den einzelwirtschaftlichen Bereich hinaus positive Wirkungen entfaltet.

Die Energieforschungspolitik setzt den Rahmen und fördert gezielt. Die Energieforschungspolitik in Deutschland und Europa schafft Rahmenbedingungen für die notwendigen Innovationen und greift dort fördernd ein, wo langfristige, strategische, gesamtgesellschaftliche Überlegungen nicht mit den kurzfristiger orientierten ökonomischen Interessen von Unternehmen im Einklang sind. Darüber hinaus setzt die Bundesregierung auf ausgewählten Themenfeldern Anreize, um seitens der privaten Unternehmen zusätzliche Forschungsmittel zu mobilisieren und seitens der Forschungseinrichtungen gezielt Grundlagenwissen für die Energiewende zu generieren.

III.5.1.1 Das Energieforschungsprogramm der Bundesregierung

Die Bundesregierung unterstützt Unternehmen und Forschungseinrichtungen. Das 6. Energieforschungsprogramm fördert neue Technologien für die Energieversorgung von morgen (siehe Kapitel I.9).

Beiträge zur Erfüllung der energie- und klimapolitischen Vorgaben sind dabei ein prioritäres Ziel. Es werden in erster Linie Vorhaben in Bereichen und Technologien gefördert, die zur Steigerung der Energieeffizienz und zum Ausbau der erneuerbaren Energien beitragen. Über 70 Prozent der Fördermittel flossen bisher in die Bereiche Energieeffizienz und erneuerbare Energien. Im Zuge der Bündelung der Energiepolitik im Bundesministerium für Wirtschaft und Energie wurde auch die Zuständigkeit für die anwendungsorientierte Forschungsförderung im Bereich der erneuerbaren Energien dort integriert. Das Bundesministerium für Bildung und Forschung koordiniert die Förderung der energietechnologischen Grundlagenforschung vor allem in den Bereichen Energieeffizienz und erneuerbare Energien. Aufgabe der Förderpolitik ist es insbesondere, diese Technologien kostengünstiger zu machen und dadurch den Weg für eine schnelle Marktdurchdringung zu ebnen.

Die führende Position deutscher Unternehmen auf dem Gebiet moderner Energietechnologien wird gefestigt. In ausgewählten Technologiebereichen soll diese Position weiter ausgebaut werden (siehe Kapitel I.10). Durch eine gezielte Ausrichtung der Energieforschungs- und Technologiepolitik auf die weltweite Entwicklung ergeben sich neue Möglichkeiten zur Flankierung der internationalen Klimaschutzpolitik der Bundesregierung sowie zur Unterstützung der Wachstums- und Beschäftigungspolitik in Deutschland.

Industrienahe Energieforschung sichert Wettbewerbsfähigkeit für die deutsche Industrie. Die Bundesregierung hat begonnen, zu den einzelnen Forschungsschwerpunkten mit der Industrie in einen kontinuierlichen Dialog einzutreten. Ziel ist es, die Forschungsmittel industrieorientiert einzusetzen, um die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie mit einer strategischen Energieforschung zu erhöhen.

Technologische Optionen sollen gesichert und erweitert werden. Die Bundesregierung bekennt sich in ihrem Energiekonzept ausdrücklich zu einer grundsätzlich technologieoffenen, nichtnuklearen Energiepolitik. Mit einer breit angelegten Technologieförderung leistet die Energieforschungspolitik einen wichtigen Beitrag zu einer gesamtwirtschaftlichen Risikovorsorge.

Die beteiligten Bundesressorts haben zuletzt auf neue Entwicklungen und Herausforderungen reagiert. Strategisch wichtige Themen der gemeinsamen Förderinitiativen „Energiespeicher“ und „Zukunftsfähige Stromnetze“ wurden unter dem Dach des Forschungsprogramms eingerichtet.

Der Zweite Bundesbericht Energieforschung stellt die Aktivitäten der beteiligten Bundesministerien zusammenfassend dar. Er präsentiert die vorgenommenen strukturellen und inhaltlichen Anpassungen der Energieforschung (BMWi 2014e). Der im August 2014 vorgelegte Bericht erfasst erstmals auch Informationen zum EU-Forschungsrahmenprogramm sowie Aufwendungen der Länder für Forschung und Entwicklung nichtnuklearer Energietechnologien und verbessert die Transparenz bei öffentlichen Aufwendungen.

„EnArgus“ ist das zentrale Informationssystem für Energieforschung und Energietechnologien der Bundesregierung. Das Informationssystem „EnArgus“ wurde im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie neu aufgebaut und stärkt die Transparenz der Förderpolitik. Es umfasst die Belegführung für eine effiziente Mittelverwendung sowie die Energieforschungsaktivitäten in Deutschland. Das Informationssystem unterstützt auch Bewertungen von Energietechnologien für die künftige Förderpolitik. Das EnArgus-Gesamtsystem bietet Informationen für die interessierte Öffentlichkeit.

Seit 2013 ist die Landkarte der Energieforschung im Rahmen des Internetauftritts des Bundesministerium für Bildung und Forschung nutzbar. Die Landkarte der Energieforschung schafft erstmals Transparenz über die Leistungen der Energieforschung und das Knowhow der Forschungsorganisationen, Universitäten und Fachhochschulen in Deutschland.

III.5.1.2 Dialogforen der Bundesregierung

Die Bundesregierung hat den Dialog mit den Akteuren aus Politik, Wirtschaft, Wissenschaft und Gesellschaft intensiviert. Zahlreiche Aspekte müssen in Einklang gebracht werden: technische Machbarkeit, wirtschaftliche Umsetzung, ökologische Auswirkungen, gesellschaftliche Akzeptanz und energiepolitische Bedingungen. Um dies zu ermöglichen, müssen alle Beteiligte des Innovationsprozesses frühzeitig einbezogen werden. Der ständige Dialog, Transparenz, die durch den Bundesbericht Energieforschung und andere Aktivitäten unterstützt wird, und Koordination sind Schlüsselfaktoren, um die drängenden Fragen der Energiewende mit Forschung zielgerichtet anzugehen. Auf dieser Basis können Forschungsmittel möglichst effizient eingesetzt werden, um die Energiewende erfolgreich auszugestalten und den Wirtschaftsstandort Deutschland nachhaltig zu stärken.

Mit der Neuausrichtung der Energiewende in der 18. Legislaturperiode wurde die „Plattform Forschung und Innovation“ gegründet. Sie führt die „AG Neue Technologien“ der ehemaligen Netzplattform und das bisherige Dialogforum „Neue Energietechnologien“ fort. Ziel des neuen Forums ist es, die strategische Abstimmung der nationalen Akteure (Bund, Länder, Wirtschaft) in Bezug auf Forschungs- und Förderprogramme zu intensivieren und die Berücksichtigung europäischer Maßnahmen im Rahmen des Strategischen Energietechnologieplans bzw. Horizon 2020 stärker auszubauen. Außerdem wird die Plattform Barrieren beim Markteintritt neuer Technologien identifizieren und Hinweise für einen koordinierten und beschleunigten Einsatz innovativer Energietechnologien geben.

Das „Forschungsforum Energiewende“ adressiert vor allem die langfristige Ausrichtung der Energieforschung. Es startete im März 2013. Das Forschungsforum Energiewende bringt die Kräfte aller Beteiligten zusammen, um die drängenden Fragen für die Energieforschung koordiniert anzugehen und ein stärker konzertiertes Handeln auf allen Ebenen zu ermöglichen. Beteiligt sind Länder, Wissenschaft, Wirtschaft und Zivilgesellschaft – Das Forschungsforum leistet eine wissenschaftsbasierte Politikberatung und wird eine Strategische Forschungsagenda vorlegen. Hieraus werden die forschungspolitischen Schlussfolgerungen mit Blick auf Strukturen, Instrumente und Themen für die zukünftige Umsetzung in der Energieforschung gezogen. Die Forschungsagenda fließt in die Weiterentwicklung des Energieforschungsprogramms ein.

Die Dialogplattform der Helmholtz-Gemeinschaft Deutscher Forschungszentren (HGF) hat ihre Arbeit aktiv fortgesetzt. Vorrangig ging es um Erarbeitung der forschungspolitischen Vorgaben für die nächste Periode der Programmorientierten Förderung. Die 2013 verabschiedeten Vorgaben bilden die Grundlage für die Erarbeitung gemeinsamer Forschungsprogramme der Zentren, die 2014 evaluiert wurden. Das international besetzte Gutachtergremium bescheinigt dem Forschungsbereich Energie, dass er für die 2015 beginnende Förderperiode insgesamt sehr gut aufgestellt ist.

III.5.1.3 Energieforschung auf europäischer Ebene

Die europäische Zusammenarbeit in der Energieforschung gewinnt an Bedeutung. Das 7. Forschungsrahmenprogramm für Forschung und Entwicklung als auch das Rahmenprogramm für Wettbewerbsfähigkeit und Innovation der Europäischen Union haben in der Förderperiode 2007 bis 2013 dazu beigetragen, die Ziele des Vertrages von Lissabon zu erreichen und Europas Wettbewerbsfähigkeit und Innovationskapazität zu stärken (siehe Kapitel I.9).

Die Bundesregierung hat die Zusammenarbeit mit der Europäischen Kommission und EU-Mitgliedstaaten intensiviert. Diese Zusammenarbeit erfolgte u. a. durch die Weiterentwicklung konkreter Projekte. Beispiele hierfür sind die gemeinsame Energieeffizienz-Förderinitiative von Deutschland und Finnland oder eine Zusammenarbeit mit Österreich und der Schweiz zu „Energieeffiziente und intelligente Städte der Zukunft“. Der 2012 weiterentwickelte europäische Strategieplan für Energietechnologien (SET-Plan) bildet eine wichtige Grundlage für die europäische Zusammenarbeit.

III.5.1.4 Marktdurchdringung innovativer Energietechnologien

Die Rahmenbedingungen werden verbessert. Der Beitrag der Energieforschung zur Energiewende steht in einem engen Zusammenhang zu guten Rahmenbedingungen für Innovationen und technischen Fortschritt. Sie sind wesentlich, um erfolgsversprechende Forschungsergebnisse zügig in neue, marktfähige Energietechnologien umzusetzen. So werden Investitionen in innovative und hocheffiziente Energieeffizienzmaßnahmen wie energetische Sanierungen durch KfW-Programme angereizt. Das Ordnungsrecht wird regelmäßig angepasst und trägt dazu bei, dass veraltete Technologien kontinuierlich aus dem Markt ausscheiden. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) hat bereits in allen Bereichen eine Wachstumsdynamik ausgelöst, in deren Folge die Marktakteure in Produktionen und Technologien der erneuerbaren Energien investiert haben. Eine verbesserte Marktintegration erneuerbarer Energien, wie sie mit Fokus der EEG-Novelle 2014 stand, ist eine Voraussetzung für weitere innovative Technologieentwicklungen. Die Verbreitung der erneuerbaren Energien in der Wärmeerzeugung wird durch das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz und das Marktanreizprogramm vorangetrieben.

Eine fundierte Analyse der Innovationseffekte erfordert eine umfangreiche Datengrundlage. Ein möglicher Indikator um Innovationswirkungen z. B. bei Erneuerbare-Energien-Technologien abzubilden sind Kostensenkungen im Sinne sogenannter Lernkurveneffekte. Dazu wird die Entwicklung der Investitionskosten für Erneuerbare-Energie-Anlagen im Verhältnis zu den im Zeitverlauf installierten Kapazitäten gestellt. Soweit möglich wird dazu ein Zusammenhang zwischen der beobachteten Kostendegression und den installierten Kapazitäten hergestellt (GWS, Prognos, EWI 2014).

III.5.2 Forschungs- und Innovationspolitik zur Unterstützung der Energiewende

Die Bundesregierung hat eine Reihe von Entscheidungen getroffen, um den tiefgreifenden Umbau des Energiesystems zu beschleunigen. Perspektivisch soll das Energiesystem das Fundament für wirtschaftliche Entwicklung stärken und zum wichtigen Impulsgeber für Innovation und technologischen Fortschritt werden.

III.5.2.1 Energieforschungsprogramm der Bundesregierung

Die Bundesregierung richtet die Energieforschung konsequent auf die Energiewende aus. Im Energieforschungsprogramm werden neue, thematisch übergreifende und systemorientierte Forschungsansätze aufgegriffen, um zusätzliche Potenziale für den Innovationsprozess entlang der gesamten Wertschöpfungskette zu erschließen. Die Mittel im Energieforschungsprogramm werden verstetigt.

Aktuell wird das laufende 6. Energieforschungsprogramm weiterentwickelt. In die Weiterentwicklung fließt die Strategische Forschungsagenda des Forschungsforums Energiewende ein. Neben den bereits laufenden Forschungsinitiativen „Energiespeicher“ und „Zukunftsfähige Stromnetze“ wird eine neue Initiative zum Thema „Solares Bauen / Energieeffiziente Stadt“ vorbereitet. Außerdem werden künftig verstärkt sogenannte „systemorientierte Forschungsansätze“ angegangen. Auch die Abstimmung und Kooperation mit den Bundesländern wird immer wichtiger. Sie wird daher intensiviert, zum Beispiel im Rahmen einer gemeinsamen Bund-Länder-Konferenz.

Eine ressortübergreifende Förderinitiative zielt auf Weiterentwicklung von Energiespeichern. Leistungsfähige Speicher sind notwendig, um die Einspeiseschwankungen der erneuerbaren Energien auszugleichen. Jedoch reichen die vorhandenen Kapazitäten und die technologischen Möglichkeiten derzeit noch nicht aus. Auch sind viele Speichertechnologien zu teuer. Daher hat die Bundesregierung die ressortübergreifende Förderinitiative

„Energiespeicher“ ins Leben gerufen. In mehr als 250 Forschungsprojekten werden Energiespeicher weiterentwickelt und ihre Integration in das bestehende System von Netzen, Kraftwerken und Verbrauchern vorbereitet. Konkrete Schwerpunkte sind unter anderem die Wind-Wasserstoff-Kopplung, Batterien in Verteilernetzen und thermische Speicher.

Die Förderinitiative „Zukunftsfähige Stromnetze“ entwickelt neue Netztechnologien und Konzepte. Infolge des wachsenden Anteils erneuerbarer Energien geraten die heutigen Stromnetze immer mehr an ihre technischen Grenzen. Höhere Übertragungsleistungen, Einspeiseschwankungen und eine verstärkt dezentrale Stromproduktion machen neue Netztechnologien und -konzepte dringend erforderlich. Im Rahmen der Förderinitiative „Zukunftsfähige Stromnetze“ werden wichtige Netztechnologien wie beispielsweise optimierte Übertragungs- und Verteiltechniken oder neue Konzepte zur Netzplanung und Betriebsführung untersucht und fortentwickelt. Die Bundesministerien stellen bis zu 150 Millionen Euro für die gemeinsame Initiative bereit. An den für die Förderung vorgesehenen Vorhaben beteiligen sich über 90 Hochschulinstitute und Forschungseinrichtungen und über 90 Unternehmen - davon über 40 kleine und mittlere Unternehmen.

Fördermaßnahmen zur Energieforschung werden noch transparenter gemacht. Der Bundesbericht Energieforschung wird weiterhin auf Jahresbasis Informationen zur Energieforschung für die Öffentlichkeit und das Parlament in einer einheitlichen Form bereitstellen.

Die Bundesregierung fördert Forschung und Entwicklung von Technologien mit spezifischen Energiebezügen auch außerhalb des Energieforschungsprogramms. Dabei handelt es sich um Ansätze und Vorhaben, bei denen andere politische oder fachliche Ziele vorrangig sind. Eine besondere Rolle spielen dabei Maßnahmen des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit in den stark energieabhängigen Aufgabebereichen Bauen, Wohnen und Stadtentwicklung. Das Bundesumweltministerium fördert mit eigenen Programmen und mit Unterstützung seiner Ressortforschungseinrichtungen die Einführung zukunftsfähiger Lösungen in die Praxis, wie beispielsweise die Weiterentwicklung und Markteinführung des Gebäudestandards „Effizienzhaus-Plus“.

III.5.2.2 Energieforschung auf europäischer Ebene

Die Bundesregierung berücksichtigt die europäische Dimension der Energieforschung durch geeignete Vernetzung der Forschungsmaßnahmen. Immer häufiger werden bei der Suche nach neuen technischen Lösungen Ländergrenzen überschritten. Daher wird die internationale und europäische Zusammenarbeit weiter gestärkt, z. B. durch Forschungsk Kooperationen in den Bereichen Smart Grids und Smart Cities sowie zum Thema CO₂-Abscheidung und -Speicherung (Carbon Dioxide Capture and Storage, CCS).

Forschung und Innovation werden erstmals in einem gemeinsamen Rahmenprogramm adressiert. Im Januar 2014 startete das neue europäische Rahmenprogramm für Forschung und Innovation „Horizont 2020“. Für die Förderperiode 2014 bis 2020 sind rund 5,8 Milliarden Euro für Projekte im Rahmen der gesellschaftlichen Herausforderung „Sichere, saubere und effiziente Energie“ für die nicht-nukleare Energieforschung vorgesehen. Schwerpunktbereiche für die Ausschreibungen in 2014 und 2015 sind Energieeffizienz, CO₂-arme Technologien sowie intelligente Städte und Kommunen. Die Bundesregierung begrüßt, dass der Energieforschung ein hoher Stellenwert im neuen Rahmenprogramm zukommt. Über die „Nationale Kontaktstelle Energie“ informiert und berät sie Forschungseinrichtungen und Unternehmen über Fördermöglichkeiten und leistet Unterstützung bei der Antragstellung.

Die gemeinsame Technologieinitiative im Bereich Wasserstoff und Brennstoffzellen wird weitergeführt. Die Weiterführung erfolgt als öffentlich-private Partnerschaft unter dem Rahmenprogramm Horizont 2020. Bis zu 700 Millionen Euro öffentliche Fördermittel sollen für entsprechende Entwicklungen im Transport- und Energiebereich bereitgestellt werden.

III.6 Gesamtwirtschaftliche Effekte der Energiewende

Investitionen im Rahmen der Energiewende befinden sich weiterhin auf hohem Niveau. Der weitere Ausbau erneuerbarer Energien ist mit zusätzlichen Investitionen verbunden. Ebenso werden in den nächsten Jahren weitere Investitionen zur Steigerung der Energieeffizienz getätigt. Beide zusammen sind Impulsgeber für Wachstum und Beschäftigung.

Die Energiewende schützt Klima und Umwelt, sie macht die deutsche Volkswirtschaft unabhängiger von Öl- und Gasimporten und sichert Arbeitsplätze und Wertschöpfung.

Für den wirtschaftlichen Erfolg Deutschlands sowie für die Lebensqualität heutiger und zukünftiger Generationen ist die Ausgestaltung der Energiewende von zentraler Bedeutung.

Der angestrebte Umbau der Energieversorgung geht mit Kosten einher. Um die Kostendynamik der letzten Jahre zu durchbrechen, hat die Bundesregierung mit der Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zum 1. August 2014 einen wichtigen Schritt unternommen. Es kommt weiterhin darauf an, dass Energie für den Wirtschaftsstandort Deutschland aber auch für die privaten Haushalte bezahlbar bleibt.

Nicht alle eingetretenen Kosten sind der Energiewende zuzuschreiben. Neben vorliegenden Schätzungen und Indikatoren versuchen Untersuchungen wie die von GWS, Prognos, EWI 2014, die gesamtwirtschaftlichen Nettoeffekte der weiteren voraussichtlichen Energiewende-Entwicklung bis zum Jahr 2020 abzuschätzen (siehe Kapitel I.10).

III.6.1 Investitionen

Investitionen im Rahmen der Energiewende sind weiterhin Impulsgeber für Wachstum und Beschäftigung. Ein Energiesystem in einer hoch entwickelten Volkswirtschaft wie Deutschland erfordert stetige Neu-, Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen in Netze, Erzeugungskapazitäten und Speicher sowie in das Stromnachfragemanagement, in energieeffiziente Gebäude und Verkehrsinfrastrukturen (siehe Kapitel II.2-5, III.2). Energiewende-Maßnahmen beeinflussen die Richtung sowie den Umfang dieser Investitionstätigkeiten. Energie- und klimapolitische Rahmenbedingungen, wie z. B. die finanzielle Förderung der erneuerbaren Energien oder der energetischen Gebäudesanierung setzen Anreize für Investoren.

Die Investitionen wirken weit in die Wirtschaftszweige hinein. Die Investitionsnachfrage in einem Bereich generiert durch die Vorleistungsverflechtungen Wertschöpfung in weiteren Bereichen der Volkswirtschaft. Diese Verflechtung führt zu positiven Beschäftigungseffekten jenseits des Wirtschaftsbereichs, in dem die Investitionen getätigt wurden. Zugleich können durch Investitionen in die Energiewende dämpfende Impulse entstehen, wenn dadurch beispielsweise mögliche Investitionen in anderen Bereichen nicht oder nur teilweise umgesetzt werden.

Die Investitionen im Rahmen der Energiewende befinden sich weiterhin auf hohem Niveau. In den kommenden Jahren werden verstärkte Investitionen in eine gesteigerte Energieeffizienz eine wachsende Bedeutung erlangen. In den vergangenen drei Jahren hatten insbesondere die Investitionen in erneuerbare Energien die gesamtwirtschaftliche Entwicklung in Deutschland unterstützt.

III.6.1.1 Investitionen in Erneuerbare Energien

Der weitere Ausbau der erneuerbarer Energien wird mit zusätzlichen Investitionen verbunden sein. Mit dem EEG 2014 wurde ein verbindlicher Ausbaupfad festgelegt (siehe Kapitel II.2): Der Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch soll bis 2025 auf 40 bis 45 Prozent und bis 2035 auf 55 bis 60 Prozent erhöht werden. Aufgrund der fortschreitenden Kostensenkungen der Erneuerbare-Energien-Anlagen wird sich der angestrebte Ausbaupfad mit geringeren Gesamtinvestitionen realisieren lassen. Mit dem EEG 2014 werden gegenüber einer Entwicklung entsprechend der Energiereferenzprognose zusätzliche jährliche Investitionen von rund 1,6 bis 1,8 Milliarden Euro angestoßen (Prognos, EWI, GWS 2014).

Investitionseffekte durch den Ausbau erneuerbarer Energien haben unmittelbare Auswirkungen auf einzelne Wirtschaftszweige. Dazu zählen beispielsweise der Maschinenbau und seine Zulieferbereiche, das Baugewerbe beim Errichten von Anlagen, das Handwerk in der Installation von PV-Anlagen bis hin zum Transport. Wertschöpfungs- und Einkommenseffekte machen sich insbesondere im Jahr der Errichtung einer Erneuerbaren-Energien-Anlagen bemerkbar. Tätigkeiten in Betrieb und Wartung tragen zu laufenden Wertschöpfungseffekten bei, wenn auch in geringerem Umfang.

Durch Investitionen in erneuerbare Energien werden Impulse in anderen Energiebereichen ausgelöst. So ist u. a. der Ausbau erneuerbarer Energien mit einem Ausbau zusätzlicher Netzausbau verbunden. Dieser Netzausbau

führt seinerseits zu Investitionsimpulsen wie auch zu steigenden Netzentgelten zur Finanzierung dieser Investitionen (siehe Kapitel III.2). Im System der konventionellen Erzeugung werden durch die zusätzliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien Kosten durch die Einsparung von fossilen Brennstoffen gesenkt.

III.6.1.2 Investitionen in Energieeffizienz

In den nächsten Jahren wird verstärkt in die Energieeffizienz investiert werden. Diese Investitionen werden insbesondere durch private Haushalte sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungen getätigt. In diesen Verbrauchsgruppen werden im Vergleich zur Industrie und dem Verkehr die größten relativen Einsparungen erwartet.

Im Jahr 2015 werden rund 6,5 Milliarden Euro zusätzlich in Effizienzmaßnahmen investiert. Dies zeigen Schätzungen, die einen Vergleich zu einer hypothetischen Situation ohne Energiewende zugrunde legen (GWS, Prognos, EWI 2014). Die Energiewende wird dabei durch die Energiereferenzprognose über die wahrscheinliche Entwicklung abgebildet (Prognos, EWI, GWS 2014). Zusätzliche Investitionen in Energieeffizienz und Verbrauchssenkungen lassen sich den Energiewende-Maßnahmen zuschreiben. Bis 2020 steigt dieser Betrag auf über 7,8 Milliarden Euro im Jahr. Mit durchschnittlich rund 4,4 Milliarden Euro wird der Großteil dieser jährlichen Investitionen durch private Haushalte getätigt. Weitere Investitionen erfolgen durch den Bereich Gewerbe, Handel und Dienstleistungen mit durchschnittlich rund 1,9 Milliarden Euro. Auch für die Industrie werden zusätzliche Effizienzinvestitionen vorhergesagt. Die zusätzlichen Investitionen im Verkehrsbereich steigen den Prognosen zufolge auf 0,5 Milliarden Euro in 2020.

Investitionen in Effizienzmaßnahmen unterstützen Branchen, die entsprechende Investitionsgüter herstellen. Den investierenden Wirtschaftszweige entstehen Kosten, die teilweise auf die Marktpreise gewälzt werden oder aber zunächst gewinnmindernd wirken. Private Haushalte finanzieren ihre Effizienzinvestitionen indem sie entweder auf Ersparnisse bzw. Kreditfinanzierungen zurückgreifen oder ihren aktuellen Konsum einschränken. Eine geringere Nachfrage nach Konsumgütern hat Rückwirkungen auf die Konsumgüter-Branchen (GWS, Prognos, EWI 2014). Die durch die Effizienzmaßnahmen in der mittel- und langfristigen Sicht ausgelösten Verbrauchssenkungen führen zu Kostensenkungen für Unternehmen und Haushalte, die Investitionen getätigt haben. Dies schafft wiederum Spielraum für die Konsumnachfrage oder neue Investitionen (siehe Kapitel III.6.4).

III.6.2 Außenwirtschaftliche Impulse

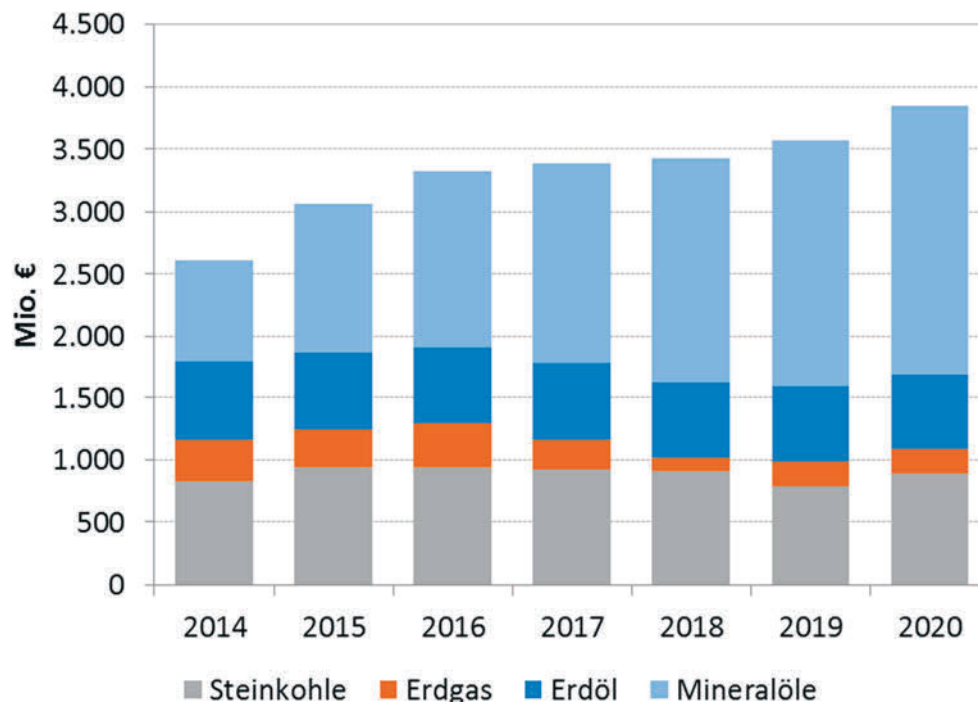
Der Umbau der Energieversorgung schafft Chancen für neue Energietechnologien aus Deutschland. Die Integration der Weltwirtschaft schreitet voran. Dabei ist Deutschland eine exportstarke und zugleich rohstoffarme Volkswirtschaft.

III.6.2.1 Vermiedene fossile Brennstoffe

Durch den Ausbau erneuerbarer Energien und die Steigerung der Energieeffizienz sinkt langfristig die Abhängigkeit von internationalen Importen dieser Energieträger. Erdgas, Steinkohle, Erdöl und vor allem Mineralöl werden zu wesentlichen Anteilen (80 bis 98 Prozent) nach Deutschland importiert. Erneuerbare Energien ersetzen zunehmend fossile Primärenergieträger. Zugleich sinkt die Energienachfrage durch Steigerungen der Energieeffizienz.

Einsparungen bei fossilen Brennstoffen werden in den nächsten Jahren stetig zunehmen. Dies zeigt eine Nettoanalyse, bei der Energiewende-Maßnahmen seit 2010 sowie Brennstoffpreis- und gesamtwirtschaftliche Entwicklungen berücksichtigt wurden. Im Jahr 2020 werden demnach rund 3,8 Milliarden Euro weniger für fossile Brennstoffimporte ausgegeben als dies ohne diese Energiewende-Maßnahmen der Fall gewesen wäre (GWS, Prognos, EWI 2014, siehe Abbildung III.6.1). Nicht erfasst werden Effekte vor 2010 sowie Auswirkungen, die erst nach 2020 eintreten.

Abbildung III.6.1: Vermiedene fossile Brennstoffkosten



Quelle: GWS, Prognos, EWI 2014

Zusätzliche Einsparungen werden bei den Mineralölimporten realisiert. Die jährlichen Einsparungen bei Erdöl, Erdgas und Steinkohlen bleiben in ihrem Umfang relativ konstant (siehe Abbildung III.6.1). Umfang und Zusammensetzung der Einsparungen werden neben den Energiewende-Maßnahmen maßgeblich von der Entwicklung auf den internationalen Rohstoffmärkten beeinflusst.

Eine hohe Importabhängigkeit aus einer geringen Anzahl von Bezugsländern ist für die Bewertung der Versorgung bei Primärenergieträger zu beachten. Die Diversifizierung der Bezugsquellen ist eine mittel- bis langfristige Aufgabe (siehe Kapitel III.3).

III.6.2.2 Exporte und Importe moderner Energietechnologien

Die Energiewende unterstützt die Entwicklung und den Export innovativer Energietechnologien aus Deutschland. Sie schafft die Rahmenbedingungen für eine stabile Nachfrage nach modernen Energietechnologien. Diese Nachfrage wird sowohl von inländischen als auch von ausländischen Unternehmen bedient. Zugleich wachsen die Märkte für Energietechnologien weltweit. Dies gilt vor allem für die Märkte in den Entwicklungs- und Schwellenländern.

Innovative Technologie-Anbieter erschließen internationale Märkte. Grund ist die global wachsende Nachfrage nach Energietechnologien, wie z. B. Anlagentechnik bei Erneuerbare-Energien oder Effizienz-Technologien. Marktgängige Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung sowie zur Steigerung der Energieeffizienz stellen oftmals technologisch ausgereifte Lösungen dar und erfordern hochwertige Fertigungsprozesse. In diesen Bereichen sind Unternehmen in Deutschland Anbieter international konkurrenzfähiger Produkte. Sie stehen zugleich im wachsenden Wettbewerb mit Anbietern aus OECD- oder EU-Staaten und Schwellenländern.

Die Exportinitiative Erneuerbare Energien und die Exportinitiative Energieeffizienz unterstützen Unternehmen, neue Märkte zu erschließen. Auch mit der Energieforschungspolitik unterstützt die Bundesregierung Unternehmen in Deutschland dabei, ihre führende Position auf dem Gebiet moderner Energietechnologien zu behaupten und auszubauen (siehe Kapitel III.5).

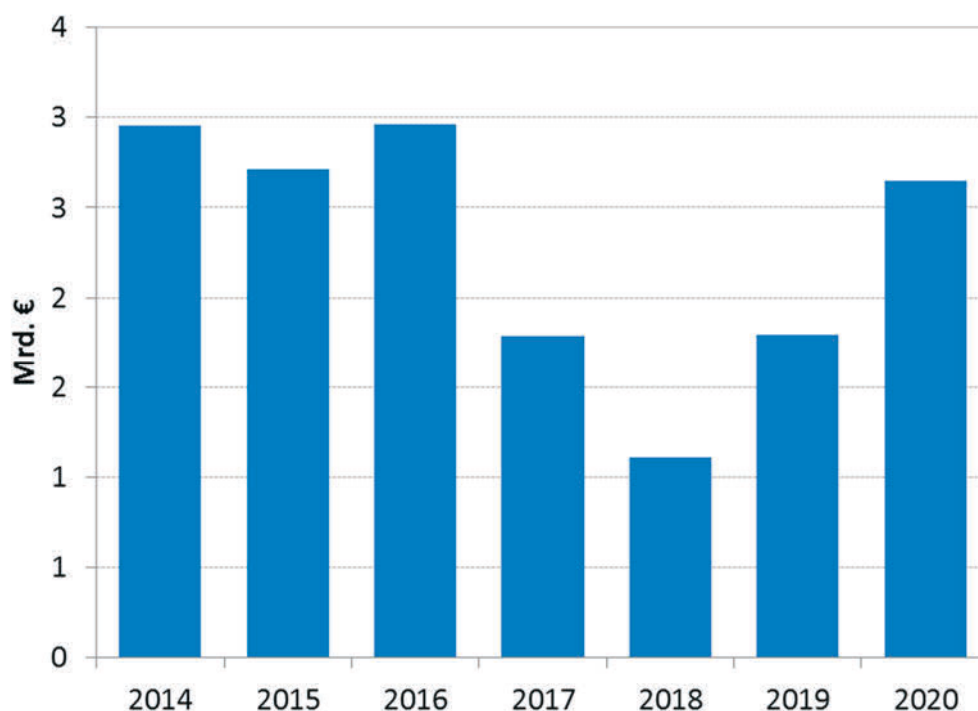
III.6.3 Preiseffekte und Wachstumsimpulse

Preiseffekte der Energiewende bleiben aus gesamtwirtschaftlicher Sicht gering. Die Finanzierung weiterer Investitionen im Rahmen der Energiewende wird Preiseffekte auslösen. Daneben werden die internationalen Weltmarktpreise für Energieträger auch weiterhin einen wesentlichen Einfluss auf den Endverbraucherpreise

haben. Die verschiedenen Preiseffekte, die sich den energiepolitischen Maßnahmen zur Umsetzung des Energiekonzepts zurechnen lassen, können in einer zusammenfassenden Betrachtung auf die Nettoeffekte der Preisentwicklung hin untersucht werden (GWS, Prognos, EWI 2014): Danach wird in den kommenden Jahren das gesamtwirtschaftliche Preisniveau (Preisindex der Lebenshaltung) weiterhin um rund 0,3 Prozentpunkte über dem Niveau des Vergleichsfalls ohne Maßnahmen liegen. Für den Zeitraum von 2014 bis 2020 wird dabei eine Entwicklung unterstellt, die durch die Energiereferenzprognose abgebildet ist.

Der weitere Umbau der Energieversorgung bleibt im Einklang mit dem gesamtwirtschaftlichen Wachstumspfad. Der Gesamteffekt auf die Wertschöpfung und auf das Wachstum in Deutschland wird geprägt durch die Investitionen der Energiewende und deren Finanzierung sowie durch die Einsparungen bei den Energiekosten: Nach Einschätzung von GWS, Prognos, EWI 2014 variiert die Intensität dieser Einzeleffekte im Zeitablauf. Nachdem der starke Ausbau der erneuerbaren Energien in den Jahren 2010 bis 2012 die gesamtwirtschaftliche Wachstumsentwicklung unterstützt hat, wirken sich nun in den Folgejahren die relativen Änderungen der Strompreise aus. Deren Effekte können ausgeglichen werden, indem die Effizienzinvestitionen gegenüber der Vergleichssituation deutlich ansteigen. In dem Maße wie die Energieeffizienz als zweite Säule einer nachhaltigen Energiewende gestärkt wird, trägt sie zu einem nachhaltigen Wachstum in Deutschland bei (siehe Abbildung III.6.2). Das BIP wird in den Jahren bis 2020 jährlich um rund 2 Milliarden Euro (0,1 Prozent) höher liegen als im Vergleichsfall ohne die Energiewende-Maßnahmen.

Abbildung III.6.2: Einfluss der Energiewende auf das Wachstum



Quelle: GWS, Prognos, EWI 2014

Dargestellt sind Nettoeffekte auf das Bruttoinlandsprodukt in Milliarden Euro (preisbereinigt).

III.6.4 Beschäftigungseffekte

Mit der Energiewende werden in Deutschland neue Arbeitsplätze geschaffen. Die erneuerbaren Energien sind inzwischen ein wichtiger Wirtschaftsfaktor. Dies zeigen die Beschäftigtenzahlen. Auch Investitionen in die Energieeffizienz lassen neue Arbeitsplätze entstehen. Die Bundesregierung setzt sich für stabile Rahmenbedingungen ein, damit sich die Entwicklung in den kommenden Jahren fortsetzen kann.

Die Energiewende ist ein Umbauprozess, der zu Veränderungen und Anpassungen der Beschäftigungsstrukturen in verschiedenen Sektoren führt. Dabei können nicht alle dort zu beobachtenden Beschäftigungseffekte auf die Energiewende zurückgeführt werden. So ist im konventionellen Kraftwerksbereich mit der Energiewende ein grundlegender Strukturwandel in Richtung mehr Flexibilität verbunden. Diese Veränderungen betreffen damit einen Bereich, der bereits einen signifikanten Beschäftigungsrückgang in den Jahren vor der Energiewende erfahren hatte.

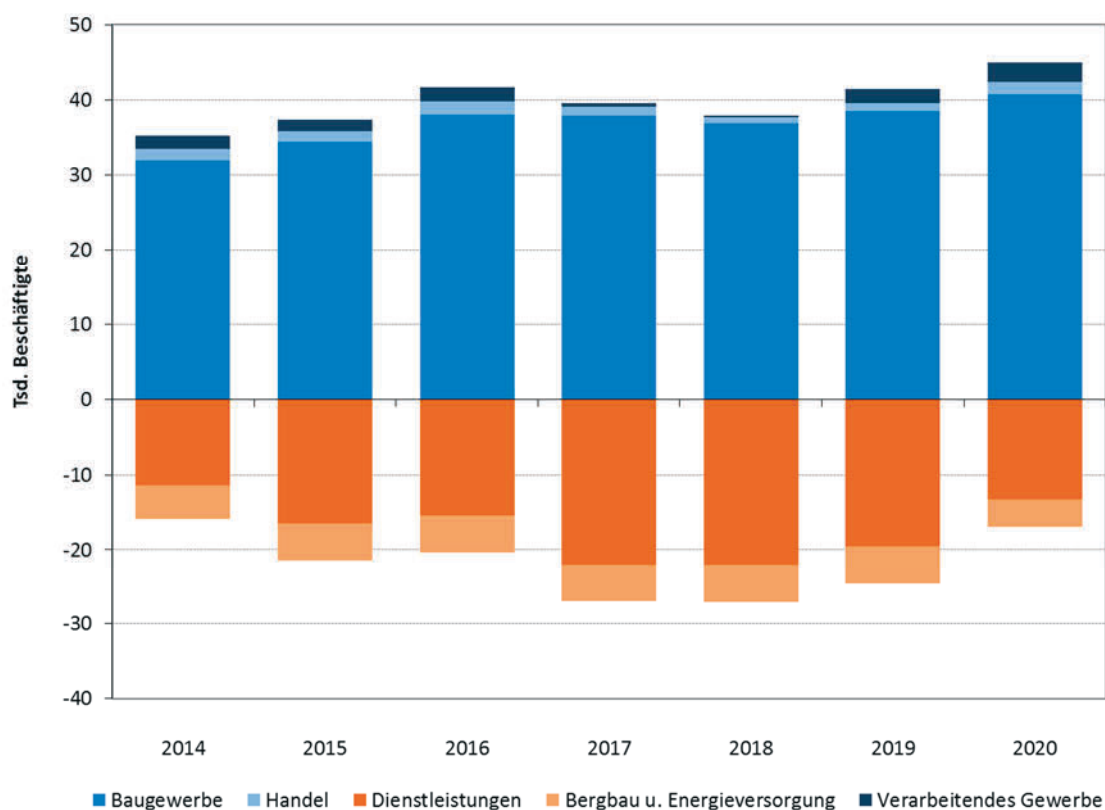
In der Photovoltaikbranche sind die Beschäftigungszahlen – ausgehend von einem hohen Beschäftigungsstand – in den Jahren 2012 und 2013 zurückgegangen. Ein Grund war, dass der sehr schnelle Zubau der Photovoltaik in den Jahren 2010 bis 2012 zu nicht nachhaltigen Strukturen geführt hatte. Mit dem gesetzlichen Ausbaukorridor für erneuerbare Energien hat die Bundesregierung nun Planungssicherheit für alle Beteiligten geschaffen. Davon wird auch die Branche der erneuerbaren Energien profitieren.

Erneuerbare Energien und Energieeffizienz entfalten Beschäftigungswirkungen über eine zunehmende Nachfrage nach Waren und Dienstleistungen. Dies führt zu einer steigenden Produktion und spiegelt sich in einem Beschäftigungsaufbau in den Wirtschaftszweigen, die diese nachgefragten Güter bereitstellen. Gleichzeitig überträgt sich dieser Impuls auf die Vorleistungsbereiche und löst so weitere indirekte Beschäftigungseffekte aus.

Die Wirkungen auf die Beschäftigung sind sektoral unterschiedlich. Nicht alle Bereiche profitieren im gleichen Maße von einem solchen Nachfrageimpuls. In der Nettobetrachtung von GWS, Prognos, EWI 2014 kommt es gegenüber einer Entwicklung ohne Energiewende in den folgenden Jahren bis 2020 im Bergbau und Energieversorgung sowie im Dienstleistungssektor zu einem relativ geringeren Beschäftigungsstand (siehe Abbildung III.6.3). Der positive Beschäftigungseffekt in der Bauwirtschaft bleibt auf einem durchgehend hohen Niveau. Dieser Effekt war bereits in den Vorjahren zu beobachten. Er ist insbesondere durch wachsende Effizienzmaßnahmen im Gebäudebereich zurückzuführen. Die Beschäftigungseffekte auf das Verarbeitende Gewerbe und den Handel bleiben im Umfang durchgehend gering. Sie können u. a. auf Preisveränderungen und einem leichten Rückgang des privaten Konsums zurückgeführt werden. Sie sind im Verhältnis zu den absolut sehr hohen Beschäftigungszahlen in diesen Bereichen zu sehen.

Sektorübergreifend sind die Beschäftigungseffekte positiv. Insgesamt werden nach der Einschätzung von GWS, Prognos, EWI 2014 in den kommenden Jahren durchschnittlich netto 18.000 neue Arbeitsplätze geschaffen.

Abbildung III.6.3: Nettobeschäftigungseffekte durch die Energiewende



Quelle: GWS, Prognos, EWI 2014

III.7 Umweltverträglichkeit

Klima- und Umweltschutz sind Grundbedingungen einer zukunftsfähigen Energieversorgung. Der Aufbruch in das Zeitalter der erneuerbaren Energien verbunden mit hoher Effizienz bei Energieerzeugung und -nutzung schon die natürlichen Lebensgrundlagen und schafft die Voraussetzungen für die wirtschaftliche und soziale Entwicklung Deutschlands.

Erneuerbare Energien und Energieeffizienz helfen, einen beschleunigten Klimawandel mit schwerwiegenden ökologischen und ökonomischen Folgen zu vermeiden. Mit der Steigerung der Energieeffizienz und dem stetigen Ausbau der erneuerbaren Energien als Hauptpfeiler der deutschen Energieversorgung wird der Anteil konventioneller Energiequellen zurückgehen (siehe Kapitel II.6). Damit gehen auch Klima- und Umweltbelastungen zurück. Denn Treibhausgasemissionen sind zu rund 80 Prozent energiebedingt. Sie stammen im Wesentlichen aus den Sektoren Energiewirtschaft, Gebäude und Verkehr (siehe Kapitel I.5).

Bei der Gestaltung einer umweltgerechten Energieversorgung zieht die Bundesregierung auch weitere potenzielle Umwelt- und Gesundheitsgefahren in Betracht.

Es ist darauf zu achten, dass ein Ausbau erneuerbarer Energien selbst nicht zur Belastung von Natur und Landschaft wird. Für eine umweltgerechte und naturverträgliche Energieversorgung wird die Flächeninanspruchnahme für die Gewinnung, die Verarbeitung und den Transport von Energieträgern minimiert und die dauerhafte Degradation von Böden und der Verlust landwirtschaftlicher Nutzfläche vermieden. Mit dem Ausbau erneuerbarer Energien ergeben sich auch neue, weitergehende Anforderungen an die Gesellschaft und damit auch an Naturschutz und Landschaftspflege. Einerseits beeinflusst die klimaschützende Wirkung der erneuerbaren Energien die Umwelt und die Natur positiv, da ein rascher Klimawandel zum Verlust von Artenvielfalt und Lebensräumen beiträgt. Andererseits kann ein ungesteuerter Ausbau der erneuerbaren Energien selbst zur Belastung von Natur und Landschaft beitragen. Daher gilt es, angepasste Standorte für die verschiedenen Anlagen zu finden, um potenziell nachteilige Effekte auf Natur und Landschaft zu minimieren. Auch unter dem Blickwinkel der Ressourcenschonung ist im Energiebereich vor allem die Schonung begrenzter Rohstoffe, aber auch eine nachhaltige Biomassenutzung zu beachten.

Mit dem Kompetenzzentrum „Naturschutz und Energiewende“ wird die Bundesregierung dazu beitragen, die Energiewende naturverträglich zu gestalten. Dazu müssen naturschutzfachliche Aspekte der Energiewende aufgearbeitet und diskutiert werden. So können Debatten versachlicht und Beiträge zur Vermeidung von Konflikten vor Ort geleistet werden. Das Kompetenzzentrum Naturschutz und Energiewende kann dabei helfen, alle Akteure bei der Umsetzung der Energiewende und bei der Sicherstellung naturschutzfachlicher Vorgaben zu unterstützen.

Risiken durch Schadstoffe werden beim Umbau hin zu einer nachhaltigeren Energieversorgung verringert. Denn bei der Verbrennung fossiler und biogener Energieträger werden insbesondere lokal Schadstoffe freigesetzt, die zu einer Belastung der menschlichen Gesundheit führen können. Beim Einsatz fester biogener Brennstoffe in dezentralen Anlagen ist darauf zu achten, dass anspruchsvolle Emissionsgrenzwerte eingehalten werden, um den positiven Trend der Schadstoffreduktion nicht zu gefährden.

Durch den Ausstieg aus Kernenergie wird auch deren Restrisiko erheblich reduziert. Der Kernenergieausstieg in Deutschland erfolgt schrittweise bis Ende 2022. Mit dem Standortauswahlgesetz für ein Endlager für insbesondere Wärme entwickelnde radioaktive Abfälle wurde 2013 der Weg für eine neue ergebnisoffene Endlagerung in Deutschland freigemacht. Die hierzu seit Mai 2014 einberufene pluralistisch besetzte Kommission wird bis voraussichtlich Ende 2015 Vorschläge erarbeiten, u. a. zu Grundsatzfragen der Entsorgung und Kriterien einer möglichen Fehlerkorrektur sowie zu allgemeinen Sicherheitsanforderungen und Ausschluss- und Auswahlkriterien.

Die Energiewende hat das Potenzial, nicht nur eine ökologische, sondern auch eine ökonomische Erfolgsgeschichte zu werden, wenn Deutschland die Systemkosten der Energiewende effizient gestaltet sowie die sich aus der Entwicklung von innovativen Technologien ergebenden Chancen nutzen und so international wettbewerbsfähige Wirtschaftszweige entstehen.

III.8 Akzeptanz der Energiewende

In der Bevölkerung besteht grundsätzlich eine hohe Zustimmung zur Energiewende. Aktuelle Umfragen zeigen Zustimmungswerte zwischen 56 und 92 Prozent.

Die Akzeptanz der Energiewende soll weiterhin auf hohem Niveau bleiben. Die Bundesregierung hat unterschiedliche Maßnahmen ergriffen, um für die Energiewende zu werben. Im Mittelpunkt stehen dabei die frühzeitige Information sowie die Einbindung der Betroffenen bei der Planung konkreter Projekte. So wird im Rahmen der Planung der Stromnetze von der Ermittlung der Szenarien über die Bestätigung des Netzentwicklungsplans bis zum konkreten Verlauf der Leitungen jeder Schritt transparent durchgeführt und öffentlich konsultiert. Zudem werden die Ausbauprojekte mit vielfältigen informellen Dialogangeboten in allen Planungsstadien begleitet.

Maßnahmen zur Dämpfung der Kostendynamik tragen dazu bei, die breite Zustimmung zur Energiewende zu erhalten.

Mit Forschung die Energiewende gesellschaftsverträglich gestalten. Die Gestaltung der Energiewende gelingt nur, wenn die Bedürfnisse und Erwartungen der Bevölkerung, auch hinsichtlich der Fragen von Beteiligung und Gerechtigkeit, angemessen reflektiert und auch marktwirtschaftliche Erfordernisse verstärkt berücksichtigt werden. Die Forschung setzt ihren Schwerpunkten auch bei Akzeptanz und Partizipation sowie auf langfristige Entwicklungsoptionen für das Energiesystem.

Die Zusammenarbeit mit Bundesländern und Akteuren wird verbessert. Nur durch eine effektive Koordinierung und Zusammenarbeit mit den Bundesländern und den Vertretern von Wirtschaft, Wissenschaft und Zivilgesellschaft ist der erfolgreiche Umbau unserer Energieversorgung möglich. Das zukünftige Stromsystem wird in einigen Bereichen dezentraler werden. Aber Dezentralität darf nicht mit Autarkie verwechselt werden. Autarkie würde die Kosten drastisch erhöhen und passt nicht in einen europäischen Energiebinnenmarkt. Die bereits etablierten Gremien für die Zusammenarbeit zwischen Bund und Ländern ermöglichen eine konstruktive Zusammenarbeit. Sie werden ergänzt durch die von der Bundesregierung eingerichteten Plattformen (Strommarkt, Netze, Effizienz, Gebäude, Forschungsforum Energiewende), in denen die Länder intensiv mitwirken und in denen konkrete Vorschläge für die laufenden Vorhaben erarbeitet werden.

Eine enge Zusammenarbeit und Kommunikation mit unseren europäischen Nachbarn und internationalen Partnern notwendig. Dadurch können Synergieeffekte genutzt werden um gemeinsam zukunftsweisende Energiepolitik auf internationaler Ebene zu gestalten und Vorbehalten entgegenzuwirken.

III.8.1 Aktuelle Befragungsergebnisse

Aktuelle Umfragen zeigen eine grundsätzlich hohe Zustimmung zur Energiewende in der Bevölkerung. Je nach Studie ergeben sich Zustimmungswerte zwischen 56 und 92 Prozent (siehe Tabelle III.8.1). Unterschiede im Ausmaß der Zustimmung können – neben anderen methodischen Faktoren – auf die unterschiedliche Definition des Begriffes „Energiewende“ und ihrer Akzeptanz zurückgeführt werden. Der Umbau der Energieversorgung benötigt eine breite und nachhaltige Unterstützung der Bevölkerung.

Tabelle III.8.1: Aktuelle Befragungen zur Akzeptanz der Energiewende in der Bevölkerung

Quelle/Auftraggeber	Erscheinungsjahr	Operationalisierung der Zustimmung zur Energiewende	Höhe der Zustimmung
TNS Emnid im Auftrag der Initiative Erneuerbare Energiewende Jetzt!	2014	Der verstärkte Ausbau der Erneuerbaren Energien ist „wichtig“ bis „außerordentlich wichtig“.	92 Prozent
Institut für Demoskopie Allensbach	2014	Die Entscheidung, bis 2022 aus der Kernenergie auszusteigen und die Energieversorgung auf erneuerbare Energien umzustellen, ist richtig.	71 Prozent

Quelle/Auftraggeber	Erscheinungsjahr	Operationalisierung der Zustimmung zur Energiewende	Höhe der Zustimmung
Bundesamt für Naturschutz im Auftrag des BMUB (Naturbewusstseinsstudie 2013)	2014	Die Energiewende - hin zu einer überwiegenden Versorgung aus erneuerbaren Energien – ist richtig.	56 Prozent
Forschungsgruppe Wahlen im Auftrag des BDEW (BDEW-Energiemonitor)	2014	Die Energiewende ist wichtig oder sehr wichtig.	89 Prozent
Forsa im Auftrag des vzbv	2013	Das Ziel der Energiewende ist richtig.	82 Prozent
BDI (BDI-Energiewende-Navigator)	2013	Aggregierter Akzeptanz-Index (für Unternehmen und Privatpersonen, umfasst u. a. Nutzen und Kosten der Energiewende sowie Versorgungssicherheit)	68 Prozent

Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

III.8.2 Maßnahmen zur Steigerung der Akzeptanz

Auch wenn eine deutliche Mehrheit wichtige Ziele der Energiewende unterstützt, stoßen insbesondere einzelne Infrastrukturmaßnahmen mancherorts auf Kritik. Der Ausbau der Übertragungs- und Verteilernetze wie auch der Bau neuer Speicheranlagen und Erneuerbarer-Energien-Anlagen haben mittelbare Auswirkungen auf Mensch und Umwelt.

Die Bundesregierung hat vor diesem Hintergrund unterschiedliche Maßnahmen ergriffen, um zu mehr Akzeptanz für die Energiewende beizutragen. Die frühzeitige Information sowie die Einbindung der Betroffenen bei der Planung konkreter Projekte stehen dabei im Mittelpunkt.

III.8.2.1 Beteiligung der Öffentlichkeit beim Netzausbau: Formelle Verfahren

Die Beteiligungsmöglichkeiten für Bürgerinnen und Bürger wurden erweitert. Zugleich hat die Bundesregierung die dafür notwendigen Verfahrensprozesse geschaffen. Im Übertragungsnetzbereich besteht ein gesetzlich festgelegtes und bundesweit koordiniertes System für die Netzentwicklung.

- Ausgangspunkt ist die Ermittlung des Netzausbaubedarfs, den die Übertragungsnetzbetreiber auf Grundlage gemeinsamer Netzentwicklungspläne (NEP) feststellen. Bürgerinnen und Bürger können sich in einem gestuften Verfahren umfassend an der Erstellung der NEP beteiligen und ihre Stellungnahmen abgeben. Am Ende des Prozesses steht der Netzentwicklungsplan, in dem der vordringliche Ausbaubedarf für ganz Deutschland festgehalten wird.
- In der Bundesfachplanung, in der die Trassenkorridore für die länderübergreifenden und grenzüberschreitenden Leitungen bestimmt werden, findet künftig bei Verfahrensbeginn eine Antragskonferenz statt. Unter Beteiligung der Öffentlichkeit wird der Untersuchungsgegenstand des Verfahrens konkretisiert. Zusätzlich gibt es jeweils einen verpflichtenden Erörterungstermin, bei dem Stellungnahmen mit den Einwendern diskutiert werden.
- Auch im nachfolgenden Planfeststellungsverfahren werden diese Beteiligungsverfahren durchgeführt.

III.8.2.2 Beteiligung der Öffentlichkeit beim Netzausbau: Informeller Dialog

Für die erforderlichen Infrastrukturmaßnahmen werden gesellschaftlich tragfähige Lösungen gesucht. Diesem Ziel dient auch eine neue Dialogkultur, die sich soweit wie möglich an den Bedürfnissen der Betroffenen ausrichten soll.

Bürgerinnen und Bürger werden frühzeitig über die Verfahren informiert. Dazu werden von den Übertragungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur zahlreiche Veranstaltungen vor Ort durchgeführt. Das bisherige Echo in den Regionen hat diesen Weg bestätigt. Über ihre Webseite www.netzausbau.de informiert die Bundesnetzagentur über den aktuellen Stand des Netzausbaus sowie über laufende Bürgerbeteiligungsverfahren. Unter der Servicenummer 0800 693 9 638 beantwortet sie Bürgerfragen zum Netzausbau.

Ausbauvorhaben werden über alle Planungsstadien hinweg begleitet. Das ist die Grundlage, um eine geeignete Lösung für alle Beteiligten zu erreichen. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie stellt kurzfristig weitere Instrumente bereit. Dadurch soll – insbesondere an Orten mit besonders großem Kommunikations- und Diskussionsbedarf – der Dialog mit den Betroffenen und der Öffentlichkeit vor Ort intensiviert werden.

III.8.2.3 Bezahlbare Energie

Die Voraussetzungen für bezahlbare und wettbewerbsfähige Energiepreise werden verbessert. Die Politik entscheidet nicht über die Energiepreise, sondern nur über einzelne Elemente. Bestimmte Maßnahmen können aber bezahlbare und wettbewerbsfähige Preise unterstützen (siehe Kapitel III.4.1). Für die Akzeptanz der Energiewende ist es von Bedeutung, dass Energie für die Unternehmen und die privaten Verbraucher bezahlbar bleibt. Vor diesem Hintergrund hat die Bundesregierung das Erneuerbare-Energien-Gesetz reformiert. Ein vorrangiges Ziel war es, die Kostendynamik der vergangenen Jahre zu dämpfen, Überförderungen abzubauen und die erneuerbaren Energien näher an den Markt zu führen. Gleichzeitig wird der Ausbau der erneuerbaren Energien wirksam und planvoll vorangetrieben.

III.8.2.4 Transparente Energiepreise

Verbraucher erhalten mehr Transparenz. Ende des Jahres 2014 ist die Verordnung zur transparenten Ausweisung staatlich gesetzter oder regulierter Preisbestandteile in der Strom- und Gasgrundversorgung in Kraft getreten. Sie legt fest, dass in den Vertragsbedingungen gemeinsam mit dem Grundversorgungspreis auch die kalkulatorisch einfließenden staatlich veranlassten Preisbestandteile angegeben werden müssen. Verbraucherinnen und Verbrauchern können so die Zusammensetzung und die Änderungen ihres Grundversorgungspreises besser bewerten.

III.8.3 Koordinierung und Zusammenarbeit

Die Koordinierung und Zusammenarbeit bei der Umsetzung der Energiewende wird verbessert. Eine effektive Koordinierung und Zusammenarbeit mit den Bundesländern und den Vertretern von Wirtschaft und Gesellschaft ist Grundlage für den erfolgreichen Umbau der Energieversorgung. Denn die Energiewende ist eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe. Der kontinuierliche Austausch schafft eine hohe Transparenz und steigert die Akzeptanz für die Energiewende.

III.8.3.1 Bündelung der energiepolitischen Kompetenzen im Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

Die Bündelung der Kompetenzen für Energiepolitik innerhalb der neuen Bundesregierung im Bundesministerium für Wirtschaft und Energie dient der besseren Koordinierung und ermöglicht eine „Energiepolitik aus einer Hand“.

III.8.3.2 Bund-Länder-Koordination

Bund und Länder stimmen sich kontinuierlich bei der Umsetzung der Energiewende ab. Im Halbjahres-Rhythmus finden Treffen der Bundeskanzlerin und des Bundeswirtschaftsministers mit den Regierungschefinnen und -chefs der Länder statt. Die zuständigen Minister von Bund und Ländern beraten zusätzlich im Rahmen der Wirtschaftsministerkonferenz halbjährlich ihre Schwerpunktsetzung und nächsten Schritte der Energiewende. Die bereits etablierten Gremien ermöglichen eine konstruktive Zusammenarbeit.

III.8.3.3 Internationale Kommunikation

Die Bundesregierung unterhält einen engen Dialog mit europäischen Nachbarstaaten und internationalen Partnern zu Energiefragen. Das Ziel dieser Aktivitäten ist, das Verständnis der deutschen Herangehensweise zu verbessern, den Erfahrungsaustausch zu pflegen und gemeinsam zukunftsweisende Energiepolitik auf internationaler Ebene zu gestalten. Ebenso wird Vorbehalten gegen die deutsche Energiewende entgegengewirkt. Nicht zuletzt befördert der internationale Dialog auch die Marktchancen für die deutsche Energieindustrie.

III.8.3.4 Energiewende-Plattformen

In den Energiewende-Plattformen werden Lösungen und Strategien für die zentralen Handlungsfelder der Energiewende erarbeitet. In diesen Plattformen steht die Bundesregierung im ständigen Austausch mit Vertretern aus Ländern, Wirtschaft, Gesellschaft und Wissenschaft.

- In der „Plattform Energienetze“ werden Handlungsempfehlungen zum Netzausbau und zur Modernisierung der Stromnetze erarbeitet.
- In der neu gegründeten „Plattform Strommarkt“ führt das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie das ehemalige Kraftwerksforum und die ehemalige Plattform Erneuerbare-Energien zusammen. Gemeinsam wird ein langfristig tragfähiges Strommarktdesign entwickelt.
- In der „Plattform Energieeffizienz“ werden schwerpunktmäßig Fragen der Steigerung der Energieeffizienz diskutiert. Sie bringt Vertreter aus Bund, Ländern, Wirtschaft und Verbraucherverbänden an einen Tisch.
- Im Rahmen der neu eingerichteten „Plattform Gebäude“ werden erstmalig Akteure insbesondere aus Immobilienwirtschaft, Gewerbe und Industrie sowie die Verbraucherseite und die öffentliche Hand zusammengeführt. Ziel ist es, gemeinsam die vielfältigen Potentiale des Gebäudesektors zu identifizieren, Herausforderungen zu diskutieren und entsprechende Maßnahmen zu entwickeln. Diese werden in einer Energieeffizienzstrategie Gebäude zusammengefasst.
- Das „Forschungsforum Energiewende“ bringt die Expertise aller Beteiligten zusammen, um die drängenden Fragen für die Energieforschung koordiniert anzugehen und ein stärker konzertiertes Handeln auf allen Ebenen zu ermöglichen. Beteiligt sind neben den Bundesressorts die Länder, Wissenschaft, Wirtschaft und Zivilgesellschaft. Hieraus werden forschungspolitische Schlussfolgerungen mit Blick auf Strukturen, Instrumente und Themen für die zukünftige Umsetzung in der Energieforschung gezogen.
- Die „Plattform Forschung und Innovation“ führt die „AG Neue Technologien“ der ehemaligen Netzplattform und das bisherige Dialogforum „Neue Energietechnologien“ fort. Darüber hinaus wird die Energieforschung in den Fokus gesetzt. Ziel ist die strategische Abstimmung der nationalen Akteure in Bezug auf Forschungs- und Förderprogramme im Rahmen des Strategischen Energietechnologie-Plans bzw. im Rahmen von „Horizon 2020“. Außerdem wird die Plattform Input für einen koordinierten und beschleunigten Einsatz innovativer Energietechnologien geben.

Um den Dialog mit Wirtschaft, Gewerkschaften, Wissenschaft und gesellschaftlichen Gruppen fortzuführen, strebt die Bundesregierung darüber hinaus die Bildung eines „Forums Energiewende“ an. Auch das Kompetenzzentrum „Naturschutz und Energiewende“ sowie die „Fachagentur für Windenergie“ werden durch ihre Arbeit dazu beitragen, die Akzeptanz für die Energiewende in der Öffentlichkeit zu unterstützen.

Für ein neues Energiesystem sind in den nächsten Jahren weitere Schritte erforderlich, denn die Energiewende ist ein Lernprozess. Hierbei wird die Bundesregierung die Expertise aus Wissenschaft und Forschung nutzen. Der grundlegende Umbau der Energieversorgung wird umso besser gelingen, je effizienter die ergriffenen Maßnahmen sind. Der beschleunigte Weg ins regenerative Zeitalter soll Deutschland bei wettbewerbsfähigen Energiepreisen, einer gesicherten Energieversorgung und einem hohen Wohlstandsniveau zu einer der fortschrittlichsten und energieeffizientesten Volkswirtschaften der Welt machen.

III.8.4 Monitoring der Energiewende

Die Bundesregierung wird den Umbau der Energieversorgung mit dem Monitoring-Prozess kontinuierlich begleiten. Durch die jährliche Berichterstattung können sich interessierte Bürgerinnen und Bürger über den aktuellen Umsetzungsstand der Energiewende informieren.

Glossar

Anreizregulierung	Die Anreizregulierung im Strom- und Gasbereich dient dazu, die Netzzugangsentgelte so zu ermitteln, dass die Netzbetreiber den Anreiz haben, ihre wirtschaftliche Effizienz zu steigern. Sie erreicht damit, dass die Verbraucher vor ungerechtfertigten Kosten geschützt werden.
Arbeit, elektrische	Die elektrische Arbeit ist das Produkt aus der Leistung, die in Watt gemessen wird, und der Zeit. Sie wird meistens in Kilowattstunden (kWh) oder Wattsekunden (Ws) angegeben.
Blackout	Als Blackout werden großflächige Stromausfälle bezeichnet.
Blindleistung	Blindleistung ist die elektrische Leistung, die zum Aufbau von magnetischen Feldern (z. B. in Motoren, Transformatoren) oder von elektrischen Feldern (z. B. in Kondensatoren) benötigt wird, aber nicht nutzbar ist. Vielfach entsteht diese Blindleistung auch unerwünscht, und muss gezielt kompensiert werden.
Bruttoendenergieverbrauch	<p>Der Bruttoendenergieverbrauch umfasst den Endenergieverbrauch beim Letztverbraucher und die Verluste in den Erzeugungsanlagen und beim Transport. Der Brutto-Endenergieverbrauch für erneuerbare Energien ergibt sich aus dem Endenergieverbrauch der Haushalte, des Verkehrs, der Industrie und des Gewerbe, Handel Dienstleistungen (GHD) zuzüglich des Eigenverbrauchs des Umwandlungssektors sowie der Leitungs- und Fackelverluste.</p> <p>Die Anteile der erneuerbaren Energien am Brutto-Endenergieverbrauch, wie sie im Rahmen der Richtlinie 2009/28/EG ermittelt werden (unter Berücksichtigung besonderer Rechenvorschriften, u. a. die „normalisierte“ Strombereitstellung aus Wasserkraft und Windenergie) sind im Anhang A zu diesem Bericht auf der Seite der BNetzA nachrichtlich aufgeführt.</p> <p>Erneuerbare Energien im Elektromobilitäts- und Bahnstrombereich werden im vorliegenden Bericht implizit dem Stromsektor zugerechnet. Eine Methodik zur Anrechnung der Anteile von Strom aus erneuerbaren Energien im Verkehrssektor, die nicht auf einer doppelten Anrechnung beruht, wurde noch nicht entwickelt. Jedoch wird im Rahmen der Berichterstattung ggü. der Europäischen Kommission zur Erfüllung des 10-Prozent-Mindestziels von erneuerbaren Energien im Verkehrssektor im Jahr 2020 detailliert auf diese Beiträge eingegangen.</p>
Bruttostromerzeugung	Die Bruttostromerzeugung umfasst die insgesamt erzeugte Strommenge eines Landes. Nach Abzug des Eigenverbrauchs der Erzeugungsanlagen verbleibt die Nettostromerzeugung.
Bruttostromverbrauch	Der Bruttostromverbrauch entspricht der Summe der gesamten inländischen Stromgewinnung (Wind, Wasser, Sonne, Kohle, Öl, Erdgas und andere), zuzüglich der Stromflüsse aus dem Ausland und abzüglich der Stromflüsse ins Ausland. Der Nettostromverbrauch ist gleich dem Bruttostromverbrauch abzüglich der Netz- bzw. Übertragungsverluste und des Eigenstromverbrauchs der Kraftwerke.
Carbon Leakage	Carbon Leakage bezeichnet die Verlagerung von CO ₂ -Emissionen, wenn Unternehmen aufgrund von Kosten der Klimaschutzpolitik ihre Produktion in Länder mit weniger ambitioniertem Klimaschutz verlagern. Dies kann zu einem Anstieg der Gesamtemissionen führen.
CO ₂ -Äquivalent	Die Einheit für das Treibhauspotenzial eines Gases gibt an, welche Menge CO ₂ in einem Betrachtungszeitraum von 100 Jahren die gleiche Treibhauswirkung entfalten würde, wie das betrachtete Vergleichsgas. Die verwendeten Äquivalenzfaktoren folgen den für die nationale Emissionsberichterstattung vorgegebenen Werten aus dem IPCC Second Assessment Report: Climate Change (1995).

CO ₂ -Zertifikate	Ein Zertifikat ist ein verbrieftes Recht, in einem bestimmten Zeitraum eine bestimmte Menge eines Schadstoffes zu emittieren. CO ₂ -Zertifikate sind an den Energiebörsen handelbar, wodurch das CO ₂ -Emissionsrecht einen Marktpreis bekommt. Indem immer weniger Zertifikate ausgegeben werden, soll eine Reduktion des Treibhausgasemissionen-Ausstoßes erreicht werden.
Day-ahead-Markt	Am Day-ahead-Markt wird der Strom gehandelt, der am nächsten Tag erzeugt und geliefert werden soll.
Day-Base	Day-Base ist ein arithmetischer Durchschnitt aller Preise der Stundenauktionen am Börsen-Spotmarkt.
Differenzkosten	Die Differenzkosten des EEG ergeben sich aus den gezahlten Vergütungszahlungen der ÜNB abzüglich der durch den Verkauf des EEG-Stroms erzielten Einnahmen der Übertragungsnetzbetreiber.
Direktvermarktung	Während im System des EEG der in Anlagen zur Erzeugung erneuerbaren Energien gewonnene Strom vergütet und an die Netzbetreiber abgegeben wird, kann der Anlagenbetreiber mit dem Modell der Direktvermarktung den Strom direkt an Abnehmer verkaufen. Dieser Verkauf wird ebenfalls vergütet.
EEG	Das Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (Kurzfassung: Erneuerbare-Energien-Gesetz, „EEG“) aus dem Jahr 2000 regelt die Vorrang-Abnahmepflicht erneuerbarer Energien durch die Netzbetreiber, die (degressiven) Vergütungssätze der einzelnen Erzeugungsarten wie auch das Umlageverfahren der resultierenden Mehrkosten auf alle Stromabnehmer.
EEG-Umlage	Elektrizitätslieferanten müssen nach der Ausgleichsmechanismusverordnung seit dem 01. Januar 2010 für jede Kilowattstunde Strom eine EEG-Umlage an den jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) entrichten. Die EEG-Umlage ist bundesweit einheitlich. Mit der EEG-Umlage soll die Differenz zwischen den zu zahlenden EEG-Einspeisevergütungen und den Einnahmen der ÜNB aus der Vermarktung des EEG-Stromes an der Börse gedeckt werden. Elektrizitätslieferanten, die Strom an Letztverbraucher liefern, dürfen die EEG-Umlage an ihre Kunden weitergeben.
EEX	Die EEX (= European Energy Exchange) als Energiebörse betreibt Marktplätze für den Handel mit Strom, Erdgas, CO ₂ -Emissionsrechten und Kohle.
Einspeisemanagement	Maßnahmen zur Stabilisierung der Stromnetze durch Eingriffe in den Betrieb von Anlagen zur Gewinnung von Strom aus erneuerbaren Energien.
Einspeisevergütung	Betreibern von Erneuerbare-Energien-Anlagen wird nach dem EEG eine gesetzliche Vergütung pro eingespeister Kilowattstunde Strom zugesichert.
Emissionsminderungskredite	Gutschriften aus den projektbezogenen flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls unter der VN-Klimarahmenkonvention (Art. 6 KP Joint Implementation und Art. 12 KP Clean Development Mechanism), die auf die eigenen heimischen Minderungspflichten angerechnet werden können.
Emissionszertifikate	Ein Emissionszertifikat ist ein verbrieftes und übertragbares Nutzungsrecht für die Emission einer bestimmten Menge an Treibhausgasen. Die Zertifikate werden im Rahmen des EU-Emissionshandel (European Union Emission Trading System, EU ETS) gehandelt.
Endenergie	Endenergie ist der Teil der Primärenergie, der den Verbraucher nach Abzug von Übertragungs- und Umwandlungsverlusten erreicht und der dann zur weiteren Verfügung steht. Endenergieformen sind zum Beispiel Fernwärme, elektrischer Strom, Kohlenwasserstoffe wie Benzin, Kerosin, Heizöl oder Holz und verschiedene Gase wie Erdgas, Biogas und Wasserstoff.

Endenergieverbrauch	Als Endenergieverbrauch wird die Verwendung von Energieträgern in einzelnen Verbrauchssektoren bezeichnet, sofern sie unmittelbar zur Erzeugung von Nutzenergie oder für Energiedienstleistungen eingesetzt werden.
Energiebilanz	Eine Energiebilanz gibt in Form einer Matrix Aufkommen, Umwandlung und Verwendung von Energieträgern in einer Volkswirtschaft für einen bestimmten Zeitraum, meist ein Jahr, an.
Energieproduktivität	Die Energieproduktivität ist ein Indikator zur Messung der Effizienz der Energieverwendung. Die Energieproduktivität setzt eine Nutzengröße ins Verhältnis zur Energiemenge, die für das Erreichen dieses Nutzens eingesetzt wurde. Diese Nutzengröße ist häufig das reale BIP. Ist die Energiemenge der Primärenergieverbrauch, so spricht man von Primärenergieproduktivität. Bei der Endenergieproduktivität ist die Energiemenge der Endenergieverbrauch. Der Kehrwert der Energieproduktivität ist die Energieintensität.
Energieträger	Energieträger sind Stoffe, in denen Energie mechanisch, thermisch, chemisch oder physikalisch gespeichert ist.
EPEX Spot	An der EPEX Spot (European Power Exchange) mit Sitz in Paris wird der kurzfristige Elektrizitätshandel, der sogenannten Spotmarkt für Deutschland, Frankreich, Österreich und die Schweiz abgewickelt.
Erneuerbare Energien	Erneuerbare Energien - auch regenerative oder alternative Energien genannt - sind Energiequellen, die nach den Zeitmaßstäben des Menschen unendlich lange zur Verfügung stehen. Solarstrahlung, Erdwärme (Geothermie) und Gezeitenkraft können entweder direkt genutzt werden oder indirekt in Form von Biomasse, Wind, Wasserkraft, Umgebungswärme sowie Wellenenergie.
Fossile Energieträger	Fossile Energieträger sind solche, deren Vorrat erschöpfbar ist und die aus Biomasse im Laufe von Jahrmillionen unter hohem Druck und hoher Temperatur entstanden sind. Es handelt sich um Energierohstoffe mit unterschiedlichen Kohlenstoffverbindungen: Öle, Kohlen, Gase.
Grundlastkraftwerke	Als Grundlastkraftwerke bezeichnet man die Kraftwerke, die fast ununterbrochen und meist nahe an der Vollastgrenze betrieben werden. Dadurch weisen Grundlastkraftwerke hohe Vollaststunden (bis zu 8.000 Vollaststunden/Jahr), eine relativ starre Fahrweise (kurzfristiges An- und Abfahren ist schwierig), hohe Investitionskosten und relativ geringe variable Kosten (Brennstoffkosten) auf. Hierzu zählen typischerweise Braunkohle- und Kernkraftwerke.
Jahreshöchstlast	Die Jahreshöchstlast ist der innerhalb eines Jahres in einem Netz auftretende maximale Bedarf an elektrischer Leistung.
Jahresvollaststunden	Die Vollaststundenzahl eines Kraftwerks ist als Quotient aus im Jahr erzeugter Strommenge und Maximalleistung definiert.
Kernumlage nach EEG	Die Kernumlage bezieht sich nur auf die Deckung der im Prognosejahr anfallenden EEG-Förderkosten ohne Ausgleichseffekte für Vorjahre oder den Aufbau eines Liquiditätspuffers.
kontrafaktisch	Ein kontrafaktisches Szenario beschreibt eine Entwicklung, die stattgefunden hätte, wenn eine bestimmte Veränderung (zum Beispiel eine politische Maßnahme) nicht eingetreten wäre. Sie dient damit der vergleichenden Analyse von Entwicklungen.
Kraft-Wärme-Kopplung	Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ist die gleichzeitige Umwandlung von Brennstoffen in elektrische Energie und Nutzwärme in einer ortsfesten technischen Anlage.
Kuppelleitung	Als Kuppelleitungen oder Grenzkuppelleitungen werden die grenzüberschreitenden Leitungen bezeichnet, mit denen die Übertragungsnetze in verschiedenen Staaten verbunden sind.

Lastmanagement	Unter Lastmanagement ist die gezielte und aktive Steuerung des Energieverbrauchs zur Netzstabilisierung beziehungsweise zur Ausnutzung von Preisausschlägen im Strompreis zu verstehen. Damit soll die Energienutzung zeitnah an die Erzeugung angepasst werden. So kann zum Beispiel der Verbraucher gezielt Stromabnehmer zu- oder abschalten.
Leistung, elektrische	Die elektrische Leistung gibt an, wie viel Arbeit in einer bestimmten Zeit verrichtet wird. Die physikalische Leistung ist definiert als Arbeit pro Zeiteinheit. Die Leistung (P) wird gemessen in Watt (W). Entsprechend ist: 1 Kilowatt (kW) = 1.000 Watt, 1 Megawatt (MW) = 1.000 kW.
Markt-Kopplung	Im Rahmen einer Marktkopplung (market coupling) wird die Nutzung der knappen Grenzkuppelleitungen durch die Berücksichtigung der Energiepreise in den gekoppelten Märkten verbessert und damit zur effizienten Bewirtschaftung von Engpässen zwischen verschiedenen Marktgebieten unter Beteiligung mehrerer Strombörsen beigetragen. Dabei wird die Day-ahead Vergabe der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten gemeinsam mit der Energieauktion an den Elektrizitätsbörsen auf Basis der Preise an den beteiligten Börsen durchgeführt. Daher spricht man hier auch von impliziten Kapazitätsauktionen.
Marktstabilitätsreserve	Die Marktstabilitätsreserve ist ein Instrument, das gegenwärtig zur Reform des Emissionshandels diskutiert wird. Sie basiert auf einem Vorschlag der Europäischen Kommission und ist als eine Art „Zwischenablage“, in die Zertifikate bei Überschreiten bestimmter Mengen von Zertifikateüberschüssen schrittweise überführt werden und bei Unterschreiten bestimmter Schwellenwerte wieder dem Markt zugeführt werden. Damit soll eine Stabilisierung der Zertifikatemengen am Markt und damit auch der Preise sowie ein sukzessiver Überschussabbau erfolgen. Eine Löschung von Zertifikaten ist damit nicht verbunden.
Merit-Order	Als „Merit-Order“ wird die Sortierung der Angebote eines Marktes nach ihrem Angebotspreis bezeichnet. Bei der Strombörse wird diese Merit-Order verwendet, um sicherzustellen, dass nur die preiswertesten Kraftwerke zum Einsatz kommen. Im Ergebnis wird durch die Merit-Order der Einsatzplan der Kraftwerke anhand der variablen Erzeugungskosten, also der Brennstoffkosten, bestimmt, wodurch die am teuersten produzierenden Kraftwerke (bei unveränderter Nachfrage) vom Markt verdrängt werden und Strom zu günstigeren Preisen verkauft wird.
Mittellastkraftwerke	Mittellastkraftwerke werden vorwiegend tagsüber zur Deckung der sogenannten „Peakload“ von 8:00 bis 20:00 Uhr herangezogen (5.000 Volllaststunden/Jahr) und weisen höhere variable Kosten als Grundlastkraftwerke auf. Im Vergleich zu Grundlastkraftwerken können die Mittellastkraftwerke flexibler gefahren werden. Hierzu zählen insbesondere Steinkohlekraftwerke, Gas- und Dampfkraftwerke sowie Laufwasserkraftwerke.
Must-run Bedarf	Must-run Bedarf bezieht sich auf ein vom Netzbetreiber ausgewähltes Kraftwerk, das in einem definierten Zeitraum im Betrieb bleiben muss, um den Netzbetrieb durch Bereitstellung von Systemdienstleistungen zu gewährleisten. Diese Leistungen werden bisher noch überwiegend durch konventionelle Kraftwerke erbracht. Aus technischer Sicht können auch erneuerbare Energien diese Systemdienstleistungen leisten.
(n-1)-Kriterium	Der Grundsatz der (n-1)-Sicherheit in der Netzplanung besagt, dass in einem Netz bei prognostizierten maximalen Übertragungs- und Versorgungsaufgaben die Netzsicherheit auch dann gewährleistet bleibt, wenn eine beliebige Komponente, etwa ein Transformator oder eine Stromleitung, ausfällt oder abgeschaltet wird, d.h. es darf in diesem Fall nicht zu Versorgungsunterbrechungen oder einer Ausweitung der Störung kommen. Außerdem muss die Spannung innerhalb der zulässigen Grenzen bleiben. Die verbleibenden Betriebsmittel dürfen nicht überlastet werden.

Netto-Leistung	Die an das Versorgungssystem abgegebene Leistung einer Erzeugungseinheit wird als Netto-Leistung bezeichnet. Sie ergibt sich aus der Brutto-Leistung nach Abzug der elektrischen Eigenverbrauchsleistung während des Betriebes, auch wenn diese nicht aus der Erzeugungseinheit selbst, sondern anderweitig bereitgestellt wird.
Netzkodex zu Kapazitätsallokation	Der Netzkodex zu Kapazitätsallokation und Engpassmanagement (Capacity Allocation and Congestion Management) bestimmt die Regeln für den grenzüberschreitenden Handel und die diesbezügliche Zusammenarbeit zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Strombörsen sowie zwischen den Regulierungsbehörden und ACER.
Netzkodex zur Regelenergie	Der Netzkodex zur Regelenergie (Electricity Balancing) zielt darauf ab, die heute noch weitgehend national organisierten Märkte für Regelenergie in Europa zu integrieren. Durch eine Harmonisierung der Regelenergieprodukte und eine Angleichung der Regeln für den Regelenergieeinsatz werden der grenzüberschreitende Regelenergieaustausch innerhalb Europas erleichtert und der Wettbewerb zwischen Regelenergieanbietern gefördert.
Netzkodex für die vorzeitige Kapazitätsbelegung	Der Netzkodex für die vorzeitige Kapazitätsbelegung (Forward Capacity Allocation) dient der Absicherung von Stromgeschäften mit den europäischen Nachbarn. Er eröffnet den Marktteilnehmern die Möglichkeit, die für den grenzüberschreitenden Stromaustausch notwendigen Leitungskapazitäten bereits zu Vertragsabschluss vor dem Liefertermin zu buchen. Damit ergibt sich die Möglichkeit, sich vor Preisänderungen im Stromtransport zu schützen.
Netzkodexe zu Netzanschlussbedingungen	Die Netzkodexe zu Netzanschlussbedingungen (Grid Connection Codes) sollen möglichst vereinheitlichte Netzanschlussbedingungen für jene Marktteilnehmer zu schaffen, die ihre Anlagen an das europäische Übertragungsnetz anschließen wollen. Zu diesen Marktakteuren gehören Betreiber von Erzeugungsanlagen ebenso wie Betreiber von HGÜ-Leitungen, Betreiber von großen stromverbrauchenden Einheiten (etwa energieintensive Industrieunternehmen) ebenso wie Verteilernetzbetreiber.
Nicht-privilegierter Letztverbrauch	Der abgenommene EEG-Strom wird auf die Gesamtheit aller Stromverbraucher überwältzt, die nicht von den Entlastungsregelungen profitieren.
Nutzenergie	Ist die Energie, die dem Endnutzer für seine Bedürfnisse zur Verfügung steht. Nutzenergie wird direkt aus der Endenergie gewonnen. Mögliche Formen von Nutzenergie sind Wärme zur Raumheizung, Kälte zur Raumkühlung, Licht oder mechanische Arbeit.
Opec Korb	Der OPEC Korbbpreis bezeichnet einen Durchschnittspreis für Rohöl, der sich als arithmetisches Mittel der Einzelnotierungen von 13 Rohölsorten aus unterschiedlichen OPEC-Mitgliedsstaaten ergibt.
Phelix-Future	Futures sind finanziell zu erfüllende Termingeschäfte über Strommengen, die auch physisch erfüllt werden können. Der Bezug Phelix steht für Physical Electricity Index.
Primärenergie	Primärenergie ist der rechnerisch nutzbare Energiegehalt eines natürlich vorkommenden Energieträgers.
Primärenergieträger	Primärenergieträger sind Energieträger, die noch keiner Umwandlung unterworfen wurden wie beispielsweise Stein- und Braunkohle, Erdöl, Erdgas und spaltbares Material wie Uran sowie erneuerbare Energien (Sonnenergie, Windkraft, Wasserkraft, Erdwärme und Gezeitenenergie).

Primärenergieverbrauch	Der Primärenergieverbrauch (PEV) ist das saldierte Ergebnis aus inländischer Produktion, dem Außenhandelsaldo bei Energieträgern unter Abzug der Hochseebunkerungen sowie unter Berücksichtigung der Lagerbestandsveränderungen.
Privilegierter Letztverbrauch	Die Besondere Ausgleichsregel des § 410ff EEG begrenzt die Menge des gemäß EEG vergüteten Stroms aus erneuerbaren Energien, den bestimmte Unternehmen des Produzierenden Gewerbes sowie solche, die Schienenbahnen betreiben, als Teil ihres gesamten Strombezugs von den sie beliefernden Energieversorgungsunternehmen (EVU) abnehmen müssen
Prozesswärme	Prozesswärme wird für technische Prozesse wie Garen, Schmieden, Schmelzen oder Trocknen benötigt. Sie kann durch Verbrennung, elektrischen Strom oder, im günstigsten Fall, durch Abwärme bereitgestellt werden.
Redispatch	Beim Redispatch wird der Kraftwerkseinsatz (= Dispatch) bei bestehenden oder drohenden Netzengpässen vom Übertragungsnetzbetreiber an die Anforderungen des Netzes angepasst. Da Handelsgeschäfte nicht von diesen Maßnahmen tangiert werden, werden die hiermit verbundenen Kosten bei der Kalkulation der Netzentgelte berücksichtigt.
Regelenergie	Differenzen zwischen Ein- und Ausspeisung lassen in einem Elektrizitätsnetz Leistungsungleichgewichte entstehen. Die Regelenergie wird dazu benötigt, diese Ungleichgewichte auszugleichen und dadurch Netzfrequenz und -spannung wieder auf ihren Sollwert zu bringen. Bei einer Übereinspeisung muss dem Netz durch den Einsatz negativer Regelenergie Strom entzogen werden. Bei einer zu geringen Einspeisung muss das Netz durch das Zuführen von positiver Regelenergie gestützt werden.
Schwarzstartfähigkeit	Die Fähigkeit eines Kraftwerks ohne Eigenbedarfsversorgung über das Elektrizitätsnetz den Betrieb selbstständig wieder aufnehmen zu können, wird als Schwarzstartfähig bezeichnet. Dies ist insbesondere bei einer Störung, die zum Zusammenbruch des Netzes führt, als erster Schritt zum Wiederaufbau der Versorgung von großer Bedeutung.
Sekundärenergieträger	Im Unterschied zu den Primärenergieträgern sind Sekundärenergieträger solche, die aus der Umwandlung von Primärenergieträgern entstehen. Dies sind alle Stein- und Braunkohlenprodukte sowie Mineralölprodukte, Gichtgas, Konvertergas, Kokereigas, Strom und Fernwärme. Sekundärenergieträger können aber auch aus der Umwandlung anderer Sekundärenergieträger entstehen.
Spitzenlast	Die Spitzenlast ist die maximale Leistung, die während einer Zeitspanne von einer Verbrauchseinrichtung bezogen wird oder über ein Versorgungsnetz aufzubringen ist.
Spitzenlastkraftwerke	Spitzenlastkraftwerke können schnell an- und abgefahren werden und können somit kurzfristige Nachfragespitzen ausgleichen. Sie zeichnen sich typischerweise durch relativ geringe Kapitalkosten (Fixkosten) und hohe variable Kosten aus. Da sie schnell an- und abgefahren werden können, können sie kurzfristige Nachfragespitzen ausgleichen. Sie werden nur in wenigen Zeiten im Jahr betrieben (ca. 500 bis 2.000 Volllaststunden/Jahr). Hierzu zählen Pumpspeicherkraftwerke und Gasturbinenkraftwerke.
Substitutionsprinzip	In den deutschen Energiebilanzen wurde bis zum Bilanzjahr 1994 wurde für die Bewertung von Energieträgern, bei denen es keinen einheitlichen Umrechnungsmaßstab wie den Heizwert gibt, sowie beim Stromaußenhandel als Hilfsgröße der durchschnittliche Brennstoffbedarf in konventionellen Kraftwerken herangezogen. Es wurde davon ausgegangen, dass Strom aus konventionellen Wärmekraftwerken ersetzt wird und sich dadurch der

	<p>Brennstoffeinsatz in diesen Anlagen vermindert. In Angleichung an die internationale Konvention wurde dieses Prinzip ab dem Berichtsjahr 1995 durch die Wirkungsgradmethode abgelöst.</p>
Systemdienstleistungen	<p>Als Systemdienstleistungen werden in der Elektrizitätsversorgung diejenigen für die Funktionstüchtigkeit des Systems unvermeidlichen Dienstleistungen bezeichnet, die Netzbetreiber für ihre Netzkunden zusätzlich zur Übertragung und Verteilung elektrischer Energie erbringen und damit die Qualität der Stromversorgung bestimmen.</p>
Umlagepflichtiger Letztverbrauch	<p>Der umlagepflichtige Letztverbrauch gliedert sich in zwei Teilbereiche: den regulären, d.h. nicht-privilegierten Letztverbrauch, und den privilegierten Letztverbrauch.</p>
Unionsweiten Liste von „Vorhaben von gemeinsamem Interesse“	<p>Diese Liste enthält Ausbauprojekte, durch deren Realisierung bestehende Lücken in der Infrastruktur des europäischen Energienetzes geschlossen und so die europäischen Ziele der Energieversorgungssicherheit und der beschleunigte Ausbau der erneuerbaren Energien erreicht werden können. Die darin enthaltenen Vorhaben profitieren von schnelleren und effizienteren Genehmigungsverfahren und können ggf. finanzielle Förderungen aus EU-Steuermitteln erhalten. Der wirtschaftliche, soziale und ökologische Nutzen eines solchen Vorhabens muss für mindestens zwei EU-Mitgliedstaaten zur Geltung kommen.</p>
Wärmebereitstellung durch erneuerbarer Energien	<p>Der im Bericht aufgeführte Anteil erneuerbare Energien an der Wärmebereitstellung entspricht dem Verhältnis aus der Wärmebereitstellung von Endenergie aus erneuerbaren Energien (entsprechend den Angaben der AGEE-Stat, ohne Wärme aus Strom, bei Wärmepumpen abzüglich des Stromeinsatzes) und dem Endenergieverbrauch für Wärme entsprechend den Anwendungsbilanzen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (dieser enthält, anders als der Zähler, auch die Wärmebereitstellung aus Strom). Zur Berechnung des im EEWärmeG definierten Anteils erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte wird im Nenner der Endenergieverbrauch für alle Kälteanwendungen einbezogen.</p>
Wirkungsgradprinzip	<p>Statistisches Bewertungsverfahren bei der Erstellung einer Energiebilanz. Dabei werden die Energieträger, für die es keinen einheitlichen Umrechnungsfaktor wie den Heizwert gibt, auf Basis von definierten Wirkungsgraden bewertet. Für die Kernenergie wird ein Wirkungsgrad von 33 Prozent unterstellt, für die Stromerzeugung aus Wind, Sonne und Wasserkraft ein Wirkungsgrad von 100 Prozent. Die Wirkungsgradmethode findet in Deutschland in Angleichung an die internationale Konvention seit dem Berichtsjahr 1995 Anwendung.</p>

Literatur- und Quellenverzeichnis

AGEB (2014): Energieverbrauch in Deutschland. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. Daten für das 1. Halbjahr 2014. Berlin, Juli 2014.

AGEB (2013): Energiebilanzen verschiedener Jahre und Auswertungstabellen zur Energiebilanz. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. Berlin, 2013.

Bundesregierung (2010): Energiekonzept 2010. Berlin, September 2010.

BAFA (2014): Evaluation der Energiesparberatung vor Ort, Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. Eschborn, Mai 2014.

BDEW (2014a): BDEW-Schnellstatistik. Stromerzeugung und -verbrauch in Deutschland (Stand: August 2014). Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Berlin, August 2014.

BDEW (2014b): Strompreisanalyse. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Berlin, Juni 2014.

BDI (2013): BDI-Energiewende-Navigator. Berlin, November 2013.

BMF (2013): 24. Subventionsbericht. Bericht der Bundesregierung über die Entwicklung der Finanzhilfen des Bundes und der Steuervergünstigungen für die Jahre 2011 – 2014. Bundesministerium der Finanzen. Berlin, August 2013.

BMF (2014): Bundeshaushaltsplan 2014, Einzelplan 60: Anlage 3 zu Kapitel 6002 Wirtschaftsplan des Energie- und Klimafonds (6092). Bundesministerium der Finanzen. Berlin, Juli 2014.

BMU (2012): Erfahrungsbericht zum Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz gemäß § 18 EEWärmeG (EEWärmeG-Erfahrungsbericht). Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Berlin, Dezember 2012.

BMUB (2014): Aktionsprogramm Klimaschutz 2020. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Berlin, Dezember 2014.

BMVI (2013): Die Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung (MKS). Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur. Berlin, Juni 2013.

BMWi (2013): Bericht des Kraftwerksforums an die Bundeskanzlerin und die Ministerpräsidentinnen und Ministerpräsidenten der Länder. Mittel bis langfristig ausreichende Sicherstellung von Erzeugungskapazitäten. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin, Mai 2013.

BMWi (2014a): Ein Strommarkt für die Energiewende. Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch). Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin, Oktober 2014. (<http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Strommarkt-der-Zukunft/gruenbuch.html>)

BMWi (2014b): Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin, Dezember 2014.

BMWi (2014c): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland 1990 – 2013. Daten des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2013 auf Basis von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik (AGEE-Stat). Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin, August 2014.

BMWi (2014d): Zweiter Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin, April 2014.

BMWi (2014e): Bundesbericht Energieforschung 2014. Forschungsförderung für die Energiewende. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin, Juli 2014.

BMWi (2014f): Zwischenberichte zu den Erfahrungsberichten des EEG. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin, Juli 2014. (www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Erneuerbare-Energien/eeg-reform.html)

BMWi (2014g): Internetseite des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie zu erneuerbaren Energien. Berlin, August 2014. (www.erneuerbare-energie.de)

BMWi (2014h): Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie nach § 63 Abs. 2a EnWG zur Wirksamkeit und Notwendigkeit der Maßnahmen nach den §§ 13 Abs. 1a und 1b, 13a-c und 16 Abs. 2a EnWG. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin, Juli 2014. (<http://bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen.did=651560.html>)

BMWi (2014i): Monitoring-Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit bei Elektrizität. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin, Juli 2014. (<http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen.did=654468.html>)

BMWi (2014j): Monitoring-Bericht nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit bei Erdgas. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin, Juli 2014.

BMWi, BAFA (2014): Hintergrundinformationen zur Besonderen Ausgleichsregelung. Antragsverfahren 2013 auf Begrenzung der EEG-Umlage 2014. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. Berlin-Eschborn, Januar 2014.

BNetzA (2014a): Kraftwerksliste. Bundesnetzagentur. Bonn, Juli 2014. (http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1412/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html)

BNetzA (2014b): Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2014/2015 sowie die Jahre 2015/2016 und 2017/2018 und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalysen, Bundesnetzagentur. Bonn, Mai 2014.

BNetzA (2014c): Netze zukunftssicher gestalten. Bedarfsermittlung. Netzentwicklungspläne 2023 und Umweltbericht: Bundesnetzagentur. Bonn 2014 (http://www.netzausbau.de/DE/Bedarfsermittlung/Bravo/NEP-UB_Bravo/NEP-UB_Bravo-node.html).

BNetzA, BKartA (2014): Monitoring-Bericht 2013 gemäß § 63 Abs. 3 i.V.m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i.V.m. § 53 Abs. 3 GWB. Bundesnetzagentur. Bundeskartellamt. Juni 2014.

BfN (2013): Naturbewusstseinsstudie 2013, Bevölkerungsumfrage zu Natur und biologischer Vielfalt. Bundesamt für Naturschutz im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Bonn – Berlin, April 2014.

BVU, ITP, IVV, Planco (2014): Verkehrsverflechtungsprognose 2030. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur. BVU Beratergruppe Verkehr + Umwelt GmbH, Intraplan Consult GmbH, Ingenieurgruppe IVV GmbH Co KG, Planco Consulting GmbH. Freiburg – München – Aachen - Essen, Juni 2014.

CEER (2014): CEER Benchmarking Report 5.1 on the Continuity of Electricity Supply. Council of European Energy Regulators. Brüssel, Februar 2014.

DIW (2013): Verkehr in Zahlen 2013/2014. Verkehrsstatistische Daten. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung. Berlin.

DIW (2014a): Verkehr in Zahlen 2014/2015. Verkehrsstatistische Daten. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr und Digitale Infrastruktur. Berlin.

DIW (2014b): Europäische Perspektive für Versorgungssicherheit auf Strommärkten notwendig. DIW Roundup. Politik im Fokus. N°39, Berlin, Oktober 2014.

DPMA (2014): Jahresbericht 2013. Deutsches Patent- und Markenamt. München, Juni 2014.

E-Bridge, IAEW, OFFIS (2014): Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie). Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Aachen – Bonn – Oldenburg - Berlin, September 2014.

Ecofys, ISI (2014): Überprüfung der aktuellen Ausnahmeregelungen für die Industrie im Bereich des EEG im Hinblick auf Treffsicherheit und Konsistenz mit anderen Ausnahmeregelungen im Energiebereich unter besonderer Berücksichtigung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit und Strompreissituation. Ecofys, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Köln - Karlsruhe – Berlin, 2014.

Energy Brainpool (2013): Prognose der Stromabgabe an Letztverbraucher für das Kalenderjahr 2014. Gutachten für die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber im Auftrag der TransnetBW GmbH. Berlin, Oktober 2013.

Ernst & Young GmbH (2013): Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Düsseldorf – München, August 2013.

EU Kommission (2014a): Energy Economic Developments in Europe, in: DG Economic and Financial Affairs (ECFIN) (Hrsg.): European Economy 1/2014. DG Economic and Financial Affairs (ECFIN). Brüssel, Januar 2014.

EU Kommission (2014b): Mitteilung. Ein Rahmen für die Klima- und Energiepolitik im Zeitraum 2020-2030. COM/2014/015. Brüssel, Januar 2014.

EWI (2012): Analyse der Stromkostenbelastung der energieintensiven Industrie. September 2012. Aktualisierung der im Rahmen der Studie „Energiekosten in Deutschland – Entwicklungen, Ursachen und Internationaler Vergleich“ im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Frontier Economics/EWI 2010) durchgeführten Berechnung. Köln – Berlin, September 2012

Experten-Kommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ (2014): Stellungnahme zum zweiten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2012. Berlin – Mannheim – Stuttgart, April 2014.

Experten-Kommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ (2012): Stellungnahme zum ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2011. Berlin-Mannheim-Stuttgart, Dezember 2012.

Forsa (2013): Verbraucherinteressen in der Energiewende – Ergebnisse einer repräsentativen Befragung, im Auftrag des Verbraucherzentrale Bundesverband. Berlin, August 2013

Forschungsgruppe Wahlen (2014): BDEW-Energiemonitor: Das Meinungsbild der Bevölkerung, im Auftrag des Bundesverbands der energie- und Wasserwirtschaft e.V. Berlin, März 2013.

Frontier (2014): Strommarkt in Deutschland – Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit? Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Frontier economics, Formet Service GmbH London – Rheinbach – Berlin, Juli 2014.

GWS, DLR, DIW, ZSW, Prognos (2014): Beschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland: Ausbau und Betrieb - heute und morgen, dritter Bericht zur Bruttobeschäftigung. Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland im Jahr 2013. Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Zentrum für Sonnenenergie – und Wasserstoffforschung, Prognos GmbH. Osnabrück – Stuttgart - Basel, Mai 2014.

GWS (2013): Gesamtwirtschaftliche Effekte energie- und klimapolitischer Maßnahmen der Jahre 1995 bis 2012. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Osnabrück, Oktober 2013.

GWS, Prognos, EWI (2014): Gesamtwirtschaftliche Effekte der Energiewende. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Osnabrück – Köln – Basel, September 2014.

IER, IZT (2014): Evaluation ausgewählter Maßnahmen zur Energiewende. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart (IER), Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung Berlin (IZT). Stuttgart – Berlin, Juli 2014.

Institut für Demoskopie Allensbach (2014): Akzeptanz der Energiewende bei den Bürgern.

IREES, ISI (2014): Evaluation des Förderprogramms „Energieberatung im Mittelstand“ als eine Komponente des Sonderfonds' Energieeffizienz in kleinen und mittleren Unternehmen (KMU). Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung.

ISI, DIW, GWS, IZES (2014): Monitoring der Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien im Jahr 2013. Aktualisierte Untersuchung im Rahmen des Projektes „Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien“ (ImpRes). Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH, Institut für ZukunftsEnergieSysteme.

IWU (2013): Maßnahmen zur Umsetzung der Ziele des Energiekonzepts im Gebäudebereich – Zielerreichungsszenario. Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung sowie des Bundesinstituts für Bau-, Stadt- u. Raumforschung. Institut Wohnen und Umwelt. Darmstadt, März 2013.

KfW Bankengruppe (2012): StE Research Report Wirkungen der Förderprogramme „Energieeffizientes Bauen“, „Energieeffizientes Sanieren“ und „Energieeffiziente Infrastruktur“ der KfW auf öffentliche Haushalte, Förderjahr 2011. Kurzgutachten im Auftrag der KfW Bankengruppe. Institut für Energie- und Klimaforschung Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE). Jülich, Juli 2012.

Öko-Institut (2013): Politiksznarien für den Klimaschutz VI. Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030. Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes. Umweltbundesamt Climate Change Series 04/2013. Dessau-Roßlau, März 2013.

Öko-Institut et al. (2014): Aktueller Stand der KWK-Erzeugung (September 2014). Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Öko-Institut, Hans-Joachim Ziesing. Freiburg – Berlin, Oktober 2014.

Prognos, EWI, GWS (2010): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Basel - Köln – Osnabrück, August 2010.

Prognos, EWI, GWS (2014): Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose. Basel - Köln - Osnabrück, Juni 2014.

Prognos, IFAM, IREES, BHKW-Consult (2014): Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Prognos, Fraunhofer IFAM, Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien, BHKW-Consult. Basel – Bremen - Karlsruhe – Rastatt, Oktober 2014.

Prognos (2013): Ermittlung der Wachstumswirkungen der KfW-Programme zum Energieeffizienten Bauen und Sanieren. Studie im Auftrag der KfW Bankengruppe. Prognos Berlin - Basel, März 2013.

Prognos (2014): Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte der Energiewirtschaft. Forschungsvorhaben für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. München -Basel - Berlin, Oktober 2014.

NIW, ISI (2014): Wirtschaftsfaktor Umweltschutz. Produktion – Außenhandel – Forschung – Patente: Die Leistungen der Umweltschutzwirtschaft in Deutschland. Niedersächsische Institut für Wirtschaftsforschung, Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung. Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes. Dessau-Roßlau, März 2014.

r2b (2014): Leitstudie Strommarkt Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Köln, Juli 2014.

RWI, forsa (2013): Erhebung des Energieverbrauchs der privaten Haushalte für die Jahre 2009 – 2010, Bericht des Rheinisch-Westfälisches Instituts für Wirtschaftsforschung und der forsa Gesellschaft für Sozialforschung und statistische Analysen mbH im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Essen – Berlin, Mai 2013.

Statisches Bundesamt (2014): Produzierendes Gewerbe. Kostenstruktur der Unternehmen des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden. Fachserie 4 Reihe 4.3. Wiesbaden, Juni 2014.

TNS Emnid (2013): Akzeptanz zu Erneuerbaren Energien 2013, im Auftrag der Initiative Erneuerbare Energiewende Jetzt! Bielefeld – Berlin, September 2013.

UBA (2013a): Methodenkonvention 2.0 zur Schätzung von Umweltkosten. Ökonomische Bewertung von Umweltschäden. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau, August 2012.

UBA (2013b): Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger. Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2012. Umweltbundesamt Climate Change Series 15/2013. Dessau-Roßlau, Oktober 2012.

UBA (2014a): Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto Protokoll 2014: Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 - 2012. Umweltbundesamt EU Submission. Dessau-Roßlau, Januar 2014. (cdr.eionet.europa.eu/de/eu/ghgmm/envutt6ka)

UBA (2014b): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommixes in den Jahren 1990 bis 2013. Umweltbundesamt. Climate Change Series 23/2014. Dessau-Roßlau, Juli 2014

UBA (2014c): Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger. Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2013. Umweltbundesamt Climate Change Series 29/2014. Dessau-Roßlau, November 2014.

ÜNB (2014a): Jahresabrechnung der Übertragungsnetzbetreiber. EEG-Mengentestat 2013 auf Basis von WP-Bescheinigungen: Angaben zu Strompreismengen und Vergütungen nach EEG. 50 hertz, Amprion TenneT, TransnetBW. Berlin, Juli 2014.

ÜNB (2014b): Prognose der EEG-Umlage 2015 nach AusglMechV. Prognosekonzept und Berechnung der Übertragungsnetzbetreiber. 50 hertz, Amprion, TenneT TransnetBW. Berlin, Oktober 2015. (<http://www.netztransparenz.de/de/file/20141015-Veroeffentlichung-EEG-Umlage-2015.pdf>)

ÜNB (2014c): Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2014 nach EnWG §12 Abs. 4 und 5. 50 hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW. Berlin, September 2014.

ZEW, Creditreform, E-Bridge (2014) Potenziale und Hemmnisse von Unternehmensgründungen im Vollzug der Energiewende. Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW). Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Mannheim, März 2014.

Die Zahlenwerte der Abbildungen sowie weiterführende Information zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ sind auf den Internetseiten des BMWi (www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiewende/monitoring-prozess.html) sowie der Geschäftsstelle der BNetzA (www.bundesnetzagentur.de/MonitoringEnergiederZukunft) eingestellt.

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

Stellungnahme zum ersten Fortschrittsbericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2013

Berlin · Münster · Stuttgart, November 2014

- ⊗ Prof. Dr. Andreas Löschel (Vorsitzender)
- ⊗ Prof. Dr. Georg Erdmann
- ⊗ Prof. Dr. Frithjof Staiß
- ⊗ Dr. Hans-Joachim Ziesing

ENERGIE DER ZUKUNFT 
Kommission zum Monitoring-Prozess

Prof. Dr. Andreas Löschel
(Vorsitzender)
Prof. Dr. Georg Erdmann
Prof. Dr. Frithjof Staiß
Dr. Hans-Joachim Ziesing

Expertenkommission:

Prof. Dr. Andreas Löschel (Vorsitzender)

Westfälische Wilhelms-Universität Münster
Am Stadtgraben 9, 48143 Münster
E-Mail: loeschel@uni-muenster.de
Telefon +49 251-83-23022

Prof. Dr. Georg Erdmann

Technische Universität Berlin, Fachgebiet Energiesysteme
Einsteinufer 25 (TA8), 10587 Berlin
E-Mail georg.erdmann@tu-berlin.de
Telefon +49 30-314-24656
Fax +49 30-314-26908

Prof. Dr. Frithjof Staib

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung
Baden-Württemberg (ZSW)
Industriestr. 6, 70565 Stuttgart
E-Mail frithjof.staiss@zsw-bw.de
Telefon +49 711-7870-210
Fax +49 711-7870-100

Dr. Hans-Joachim Ziesing

AG Energiebilanzen e.V. (AGEB)
Mohrenstraße 58, 10117 Berlin
E-Mail hziesing@t-online.de
Telefon +49 30-8913987

Dieses Gutachten beruht auch auf der sachkundigen und engagierten Arbeit unserer wissenschaftlichen Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter:

Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW)

Robert Germeshausen
Philipp Massier

Technische Universität Berlin, Fachgebiet Energiesysteme

Lars Dittmar
Fernando Oster

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung
Baden-Württemberg (ZSW)

Maike Schmidt

Ecologic Institut

Eike Karola Velten

Zusammenfassung

Zur Stellungnahme der Expertenkommission

Das vorliegende Dokument ist die Stellungnahme zum ersten Fortschrittsbericht und zum jährlichen Monitoring-Bericht der Bundesregierung. Im Fortschrittsbericht 2014 soll im Unterschied zu den rein faktenbasierten und vergangenheitsbezogenen Monitoring-Berichten eine weitreichendere Beurteilung zukünftiger Entwicklungen sowie eine tiefergehende Analyse der Ursache-Wirkungs-Zusammenhänge der existierenden sowie der künftig zur Zielerfüllung noch notwendigen Maßnahmen stattfinden.

Inhaltlich wird der Fortschrittsbericht 2014 durch das Aktionsprogramm Klimaschutz 2020, den Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) und das Grünbuch zum Strommarkt ergänzt. Darüber hinaus wurde Ende November in den Medien ein Plan diskutiert, wonach Kohlekraftwerksbetreiber auf Basis gesetzlicher Regelungen zur Emissionsreduktion veranlasst werden sollen.

Die Expertenkommission begrüßt die Initiativen der Bundesregierung, um die absehbare Verfehlung des Klimaschutzziels für 2020 aufzufangen. Die Instrumente erscheinen dafür grundsätzlich geeignet, allerdings sind sie nicht hinreichend beschrieben und quantifiziert, so dass eine Bewertung im Rahmen unserer aktuellen Stellungnahme zum Fortschrittsbericht nicht möglich ist. Wir empfehlen der Bundesregierung deshalb, zeitnah die Maßnahmen und deren Wirkungen zu konkretisieren, weil dies für eine glaubwürdige Umsetzung des weiteren Energiewendeprozesses von erheblicher Bedeutung sein dürfte. Die Expertenkommission ist gerne bereit, dies fachlich zu unterstützen.

Die Expertenkommission bezieht ihre Stellungnahme im Wesentlichen auf den Entwurf der Bundesregierung zum Fortschrittsbericht vom 12. November 2014. Hierbei handelt es sich um die für die Ressortabstimmung vorbereitete Fassung. Auch aus zeitlichen Gründen konnten nachträgliche Überarbeitungen und Ergänzungen des Fortschrittsberichts keiner eingehenderen Kommentierung unterzogen werden. Dies gilt auch für die Ausführungen im Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) und für das Aktionsprogramm Klimaschutz 2020.

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

Unsere Einschätzungen und Handlungsoptionen wurden also formuliert, ohne dass die finale Fassung des Fortschrittsberichts 2014 der Bundesregierung mit den vorgeschlagenen zusätzlichen Instrumenten vorgelegen hätte. Eigentlich hätte die Expertenkommission aber genau diese konkreten Vorschläge und Absichten der Bundesregierung für eine zielführende Kommentierung benötigt. Hier erweist sich die Governance des Monitoring-Prozesses in seiner derzeit praktizierten zeitlichen Struktur als wenig zielführend. Wir schlagen daher vor, gemeinsam mit der Bundesregierung Lösungen für diese Problematik zu finden.

Monitoring-Prozess als Element der Energiewende

Auftragsgemäß verzichtet unser Bericht auf eigens erstellte prognostische Aussagen, soweit dies den Einsatz von Modellen bedeutet, sowie auf die eigenständige Evaluation von Maßnahmen. Allerdings betrachten wir die vermutlichen Auswirkungen der getroffenen und geplanten energie- und umweltpolitischen Entscheidungen im Hinblick auf die perspektivische Zielerreichung. Auch werden die dem Fortschrittsbericht zugrundeliegenden Maßnahmenevaluationen und Szenarioanalysen einer tiefergehenden Betrachtung unterzogen.

Im Fortschrittsbericht 2014 wird dargestellt, wie sich Indikatoren in der Vergangenheit entwickelt haben und in den nächsten Jahren voraussichtlich entwickeln werden. Es wird auch deutlich, in welchen Bereichen die Entwicklungen hinter den Pfaden für die Zielerreichung zurückfallen. Hier wird das Ausmaß der erkennbaren Zielverfehlung quantifiziert. Darauf aufbauend werden Maßnahmen benannt und analysiert, mit denen die dargestellten Lücken geschlossen werden sollen. Eine kritischere Betrachtung der Ursachen für die Zielverfehlungen wäre hierbei hilfreich gewesen. Besonders die Analyse der Wirkungen bestehender Maßnahmen und deren Beiträge zur Zielerreichung bleibt im Fortschrittsbericht 2014 oftmals unklar: Welche Entwicklungen sind auf Maßnahmen der Energiewende zurückzuführen, welche Wechselwirkungen haben sich ergeben und wie könnten diese Instrumente besser ausgestaltet werden? Dies gilt insbesondere in den Handlungsfeldern Klimaschutz und Energieeffizienz. Hier bleibt der Fortschrittsbericht aus Sicht der Expertenkommission unbefriedigend und mit Blick auf die vielfach dokumentierten potentiellen Zielverfehlungen verbesserungsbedürftig.

Zielhierarchisierung

Die Expertenkommission hat in den letzten beiden Stellungnahmen eine Hierarchisierung der Ziele der Energiewende vorgeschlagen.

Das Energiekonzept scheint für uns durch zwei Oberziele bestimmt: die Senkung der Treibhausgasemissionen und den Ausstieg aus der Kernenergie bis zum Jahr 2022. Diese Oberziele werden durch verschiedene Unterziele flankiert und über politische Maßnahmen umgesetzt. Die Unterziele und Maßnahmen können und sollten flexibel anpassbar sein, sofern dabei die Oberziele nicht verfehlt werden.

Das energiepolitische Zieldreieck aus Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit stellt den konzeptionellen Maßstab zur Bewertung der Unterziele und Maßnahmen dar. Zeigen sich im Rahmen des Monitoring-Prozesses unverhältnismäßig hohe ökonomische, soziale oder ökologische Belastungen, dann sollten die Unterziele und Maßnahmen entsprechend angepasst werden. Die Oberziele Reduktion der Treibhausgasemissionen und Kernenergieausstieg sind jedoch gesetzt.

Die Expertenkommission begrüßt, dass die Bundesregierung unsere Empfehlung einer Hierarchisierung von Zielen prinzipiell aufgenommen hat: Der Fortschrittsbericht 2014 gliedert die Energiewende-Ziele nach vier Ebenen: 1. Politische Ziele, 2. Kernziele, 3. Steuerungsziele und 4. Maßnahmenebene. Diese Gliederung unterscheidet sich allerdings in einem zentralen Aspekt von unserer Empfehlung, denn „Klimaziele, Kernenergieausstieg, Wettbewerbsfähigkeit, Versorgungssicherheit“ werden als gleichrangig benannt und sollen den politischen Rahmen für den Umbau der Energieversorgung bilden. Das Ziel des Klimaschutzes – u.a. -40 % Treibhausgasemissionen bis 2020 – ist ebenso quantifiziert wie der Ausstieg aus der Kernenergie bis 2022. Demgegenüber gibt es keinen quantitativen Indikatoren für die Ziele „Wettbewerbsfähigkeit“ und „Versorgungssicherheit“. Für beide Ziele hat die Expertenkommission Indikatoren vorgeschlagen, doch gibt es keine Grenzwerte, jenseits derer von einer Zielverfehlung zu sprechen wäre. Dies würde aus unserer Sicht auch keinen Sinn machen, da das System dadurch eventuell überbestimmt und in der Konsequenz nicht umsetzbar wäre.

Aus Sicht der Expertenkommission besteht bei der Vermischung von quantitativen und qualitativen Zielen die Gefahr, dass es durch einen nicht transparen-

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

ten Abwägungsprozess auf Ebene dieser politischen Ziele zu einer impliziten Revision der Klimaschutzziele und des Kernenergieausstiegs kommt. Der Bundesregierung steht eine Zielrevision frei, die aber wegen der zentralen Bedeutung dieser Ziele explizit erfolgen sollte. Die Bundesregierung sollte sich der Tragweite einer solchen Entscheidung bewusst sein.

Zielverfehlung bei der Treibhausgasemissionsminderung

Im Entwurf des Fortschrittsberichts 2014 hält die Bundesregierung an den vorgegebenen Zielen für 2020 fest, insbesondere am Treibhausgas-Reduktionsziel von -40 % gegenüber 1990. Doch weist der Fortschrittsbericht sehr deutlich darauf hin, dass ohne insbesondere das Treibhausgasemissionsziel deutlich verfehlt wird, sofern keine zusätzlichen Maßnahmen eingeleitet werden. Die Zielabweichungen beruhen zum Teil auf dem Versäumnis, mit dem in 2011 beschlossenen Kernenergieausstieg gleichzeitig Kompensationsmaßnahmen für die CO₂-Mehremissionen in Kraft zu setzen.

Die im Entwurf des Fortschrittsberichts vorgelegten Vorschläge für weitere Maßnahmen sind im Prinzip zielführend, allerdings fehlt vielfach noch die Quantifizierung der Maßnahmenvorschläge. Die uns bekannt gemachten Entwürfe des Fortschrittsberichts 2014, des Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz und des Grünbuchs Elektrizitätsmarkt sind aus Sicht der Expertenkommission noch nicht geeignet, die zum Jahr 2020 erwarteten Zielabweichungen vollständig zu kompensieren.

Es ist dabei zu konzedieren, dass die Erreichung der Ziele des Energiekonzepts in der Tat außerordentlich komplex und extrem anspruchsvoll ist. Zur Erreichung der Ziele des Energiekonzepts sollte sich die Diskussion mit den folgenden Bereichen beschäftigen:

- Maßnahmen außerhalb des Emissionshandels,
- Stärkung des Emissionshandels,
- Maßnahmen im Stromsektor,
- Stilllegung von Emissionsrechten,
- Einführung einer nationalen CO₂-Steuer.

Zusammenfassung

Nutzung modellbasierter Analysen im Monitoring-Prozess

Für den Fortschrittsbericht 2014 stützt sich die Bundesregierung auf modellbasierte Studien, mit denen die energiewirtschaftliche Entwicklung bis zum Jahr 2020 und darüber hinaus hochgerechnet wird. Daraus werden Schlussfolgerungen über die Erreichung der Ziele der Energiewende gezogen. In der nachfolgenden Tabelle werden die verschiedenen Berechnungen zur Zielerreichung vergleichend dargestellt. Grundlage sind die Energiereferenzprognose 2014, das Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) aus dem Klimaschutzszenario 2050 sowie eine lineare Trendfortschreibung. Die Abschätzungen lassen erkennen, welche Energiewende-Ziele bis 2020 wahrscheinlich verfehlt werden. Die Expertenkommission möchte in diesem Zusammenhang anregen, dass sich die Bundesregierung jetzt auch mit der mittelfristigen Zielsetzung bis 2030 beschäftigen sollte.

Tabelle: Zielerreichung in der Referenzentwicklung bis 2020

Treibhausgasemissionen	2011	2012	2013	2020	2030	2040	2050
Treibhausgasemissionen (ggü. 1990)	-26,4 %	-24,7 %	-22,6 %	-40 %	-55%	-70%	-80% bis -95%
Referenzprognose				-36 %	-43%	-54%	-65%
Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)				-35 %	-45%	-52%	-56%
Lineare Fortschreibung				-30 %	-	-	-
Erneuerbare Energien	2011	2012	2013	2020	2030	2040	2050
Anteil am Bruttostromverbrauch	20,4%	23,5%	25,3%	mind. 35%	mind. 50%	mind. 65%	mind. 80%
Referenzprognose				41%	52%	54%	64%
Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)				37%	54%	61%	65%
Anteil am Bruttoendenergieverbrauch	11,5%	12,4%	12,0%	18%	30%	45%	60%
Referenzprognose				22%	29%	33%	39%
Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)				18%	22%	26%	28%

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

Effizienz	2011	2012	2013	2020	2030	2040	2050
Primärenergieverbrauch (ggü. 2008)	-5,4%	-4,3%	-4,0%	-20%	-	-	-50%
Referenzprognose				-18%	-27%	-35%	-42%
Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)				-10%	-	-	-29%
Lineare Fortschreibung				-9%	-	-	-
Energieproduktivität EEV p. a.	1,7% (2008-2011)	1,1% (2008-2012)	0,26% (2008-2013)	-	-	-	2,1% (2008-2050)
Referenzprognose				1,9% (2008-2020)	-	-	1,9% (2008-2050)
Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)				1,2%	1,4%	1,4%	1,4%
Lineare Fortschreibung				0,25%	-	-	-
Bruttostromverbrauch (ggü. 2008)	-1,8%	-1,9%	-3,3%	-10%	-	-	-25%
Referenzprognose				-7%	-10%	-12%	-10%
Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)				-2%	-	-	0%
Lineare Fortschreibung				-7%	-	-	-
Verkehrsbereich	2011	2012	2013	2020	2030	2040	2050
Endenergieverbrauch (ggü. 2005)	-0,7%	-0,6%	+1%	-10%	-	-	-40%
Referenzprognose				-7%	-	-	-26%
Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)				-9%	-	-	-29%
Lineare Fortschreibung				+2%	-	-	-

Im Rahmen der diesjährigen Analysen beschäftigt sich die Expertenkommission eingehend mit der Methodik von Modellanalysen und spiegelt diese an den

Zusammenfassung

vorliegenden Studien. Hintergrund dafür ist die Energiereferenzprognose, die von den Autoren als „Prognose der wahrscheinlichen Entwicklung“ bezeichnet wird. Es handelt sich jedoch nicht um ein typisches „Business-as-usual“ Szenario, sondern um eine Vorausschau unter der Annahme zusätzlicher Maßnahmen, über die zudem keine konkreten Angaben gemacht werden. Aus Sicht der Expertenkommission sollte neben einem Szenario mit der wahrscheinlichen Entwicklung auch ein Szenario ohne zusätzliche Maßnahmen berechnet werden, um den Rahmen für notwendiges Handeln abzustecken.

In der aktuellen Situation hätte sich der Fortschrittsbericht 2014 auch eingehend mit den Ursachen für die Zielverfehlungen beschäftigen müssen. Tatsächlich weist der Fortschrittsbericht auf einige für die Energiewende nachteilige exogene Entwicklungen hin (Kohlepreise, CO₂-Preise etc.), nicht aber darauf, dass auch endogene Entwicklungen (z. B. Rebound-Effekte, Rückstand beim Übertragungsnetzausbau, Auswirkungen des Kernenergieausstiegs etc.) für die erkennbaren Zielverfehlungen verantwortlich sein dürften. Es wäre empfehlenswert, mit geeigneten Mitteln retrospektiv den Einfluss der exogenen gegenüber den endogenen Effekten zu überprüfen bzw. zu quantifizieren (etwa mit Hilfe der seinerzeit zur Energiewende-Konzeption herangezogenen Modelle). Das würde eine Beurteilungsgrundlage dafür liefern, wie stark interne Entwicklungen und unzureichend wirkende Maßnahmen die erkennbaren Defizite prägen.

Bei der Nutzung modellbasierter Analysen für den Monitoring-Prozess besteht offensichtlich noch methodischer Weiterentwicklungsbedarf. Um die heterogene Modellierungslandschaft im Energiebereich in Deutschland für den Monitoring-Prozess der Energiewende und insbesondere den Fortschrittsbericht zu nutzen, schlägt die Expertenkommission vor, die modellgestützte Begleitung stärker zu institutionalisieren. In jedem Fall sollte die Einrichtung eines wissenschaftlichen Begleitkreises die Bearbeitung der Modellanalysen durch regelmäßige Diskussionen mit den Bearbeitern unterstützen.

Bewertung von Maßnahmen

Der jährliche Bericht der Bundesregierung soll den Vergleich der aktuellen Situation (Ist-Zustand) mit den Energiewende-Zielen (Soll-Zustand) ermöglichen. Indikatoren spielen hier eine wichtige Rolle, denn Sie verdichten Daten,

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

um umfangreiche Informationen kompakt und verständlich darzustellen. Indikatoren lassen aber keine Rückschlüsse über die Effektivität und Effizienz der Maßnahmen zu. Dazu ist eine auf empirischen Belegen basierende Untersuchung einzelner Maßnahmen notwendig. Nur mit Hilfe einer solchen evidenzbasierten Maßnahmenanalyse lassen sich künftig zu erwartende Zielverfehlungen und Risiken aufdecken. Darunter fallen unzureichende Wirksamkeit, unerwartet hohe Kosten oder unerwünschte Nebenwirkungen von Maßnahmen. Im Rahmen des Fortschrittsberichts sollten zentrale Maßnahmen der Energiewende in dieser Weise regelmäßig analysiert werden.

Die Expertenkommission empfiehlt dazu die Anwendung verschiedener Analysemethoden. Im Kommentar zum Fortschrittsbericht werden die grundlegenden methodischen Anforderungen dargestellt und einzelne Methoden unterschieden. Sie reichen von einer reinen Beschreibung der Maßnahme mit einem Mindestmaß an quantitativen Angaben über deskriptive statistische Analysen und Korrelationsanalysen bis hin zu neueren Methoden der Evaluationsforschung zur Identifikation von Ursache-Wirkungs-Zusammenhängen.

Die Expertenkommission stellt exemplarisch drei Vorgehensweisen vor und bewertet dabei die Wirkung der Stromsteuer, der Lastabschaltverordnung und des EEG. Die beiden erstgenannten Maßnahmen scheinen keinen wesentlichen Zielbeitrag entfaltet zu haben. Die standortspezifische Förderung von Windenergieanlagen ist demgegenüber wirksam, und zwar ohne große Effizienzverluste.

Treibhausgasemissionen

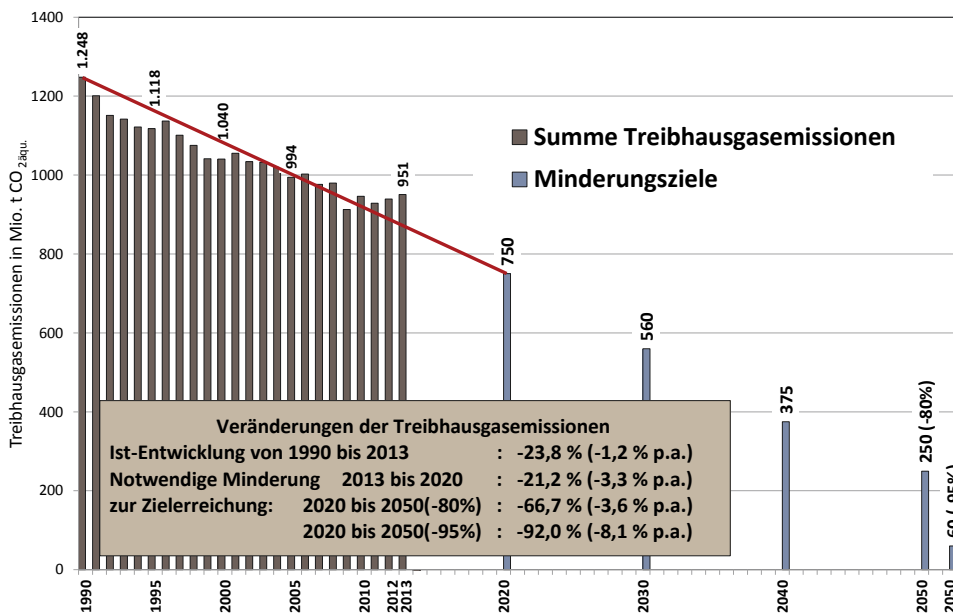
Die Expertenkommission begrüßt die Offenheit der Bundesregierung, mit der sie bekundet, dass mit den vorhandenen Maßnahmen die Treibhausgasemissionen bis 2020 um lediglich 33 bis 34 % statt der angestrebten 40 %, gesenkt werden können. Diese Zielverfehlung zeichnete sich auch schon mit der tatsächlichen Entwicklung seit 2010 deutlich ab (siehe Abbildung).

Dem Fortschrittsbericht zufolge bestehen in allen Sektoren erhebliche Emissionsminderungspotentiale. Es werden auch die dafür relevanten Handlungsfelder beschrieben. Die Expertenkommission vermisst aber Hinweise auf die konkret zu ergreifenden Maßnahmen und deren Zielerfüllungsbeiträge. Angesichts der drohenden Lücke bei der Erreichung des Minderungsziels muss nach

Auffassung der Expertenkommission den gegensteuernden Maßnahmen eine hohe Priorität eingeräumt werden. Sie verkennt aber nicht, dass die Bundesregierung dabei vor einer äußerst komplexen Aufgabe steht.

Der Hinweis im Fortschrittsbericht, die Bundesregierung habe mit dem Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 zusätzliche Maßnahmen beschlossen, um das 2020-Ziel zu erreichen, kann mit der Fassung vom 12. November 2014 nur bedingt bewertet werden. Hinreichend differenziert und spezifiziert werden dort die Maßnahmen weitgehend nur für die nicht energiebedingten Treibhausgasemissionen. Nicht zu bewerten ist auch die Aussage der Bundesregierung, dass das Ziel einer Minderung der Treibhausgasemissionen um mindestens 40 % eingehalten werden kann, wenn sie zugleich darauf verzichtet, eine konkrete Zahl für die maßnahmengetriebene zusätzliche Treibhausgasemissionsminderung zu nennen. Dies lässt die Vermutung zu, dass noch Aktivitäten in Planung sind, deren Erfolg noch nicht absehbar ist

Abbildung: Entwicklung der Treibhausgasemissionen



Aus technischer Sicht sind die verstärkte Nutzung der erneuerbaren Energien und die forcierte Verbesserung der Energieeffizienz die entscheidenden Mittel zur Schließung der Lücke. Die Expertenkommission teilt aber die Auffassung, dass es nicht leicht sein wird, die angestrebte Emissionsminderung in der kur-

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

zen Zeit bis 2020 allein mit einer Steigerung der Endenergieproduktivität und der zusätzlichen Ausweitung der erneuerbaren Energien zu schaffen.

Insoweit kann sie nachvollziehen, dass die prinzipiell kurzfristiger zu erschließenden Potentiale tatsächlich im Stromsektor liegen. Angesichts der zahlreichen Anträge der Stromversorgungsunternehmen auf Stilllegung von Kraftwerken könnte die Bundesnetzagentur solche vorzugsweise für emissionsintensiv produzierende Anlagen genehmigen, sofern damit keine Gefährdung der Versorgungssicherheit verbunden ist.

Mit dem Ende November diskutierten Plan, auf Basis gesetzlicher Regelungen Kohlekraftwerksbetreiber zu einer zusätzlichen Emissionsreduktion von 22 Mio. t CO₂ zu veranlassen, möchte die Bundesregierung ein weiteres Instrument einsetzen, um die identifizierte Emissionslücke von insgesamt mindestens 62,5 Mio. t CO₂ zu schließen. Die Expertenkommission kennt diesen Plan nur aus widersprüchlichen Medienberichten, wo unter anderem auch Zweifel an dessen europarechtlicher Zulässigkeit formuliert worden sind. Ohne eine detaillierte Kenntnis des Regierungsvorhabens kann die Expertenkommission keine Stellungnahme abgeben. Doch sei der Hinweis angebracht, dass die Emissionslücke nach den Feststellungen des Fortschrittsberichts 2014 deutlich höher als 62,5 Mio. t CO₂ sein könnte, womit das – 40 -% -Ziel immer noch nicht gesichert wäre.

Zudem gibt die Expertenkommission zu bedenken, dass fast sämtliche Stromerzeugungsanlagen in Deutschland dem EU-Emissionshandel unterliegen. Eine Stilllegung von Anlagen in Deutschland würde zwar die dem Territorialprinzip folgende nationale Emissionsbilanz entlasten, doch wäre ein effektiver Klimaschutzeffekt kaum zu erwarten. Die Bundesregierung sollte deshalb prüfen, in wie weit sie die mit der zusätzlichen Kraftwerksstilllegung verbundenen nationalen Emissionsminderungen durch Kauf und Stilllegung von EU-Emissionsrechten kompensieren kann und darf. Sie sollte ebenso die übrigen in Kapitel 1 der Stellungnahme aufgeführten Optionen zur zusätzlichen Emissionsminderung prüfen.

Energieverbrauch und Energieeffizienz

Die Energieeffizienz erhält nach Auffassung der Expertenkommission nicht den Stellenwert, der im Koalitionsvertrag 2013 ausdrücklich postuliert worden ist.

Zusammenfassung

Die bisherigen Tendenzen im Bereich der Energieeffizienz lassen in den meisten Fällen eine mehr oder weniger starke Zielverfehlung erwarten. Dies gilt insbesondere für das Ziel einer Reduktion des Primärenergieverbrauchs bis 2020 um 20 % oder für die angestrebte Steigerung der Endenergieproduktivität um jahresdurchschnittlich 2,1 %. Auch die Bundesregierung rechnet mit einer deutlichen Zielverfehlung, wenn sie davon spricht, dass der Primärenergieverbrauch bis 2020 im Vergleich zu 2008 nicht um 20 % sondern lediglich um 7,2 bis 10,1 % sinken wird. Um das Ziel noch zu erreichen, müsste das Tempo der Verbrauchsminderung drastisch gesteigert werden. Es ist eine zusätzliche Verringerung des Primärenergieverbrauchs von mindestens 1.400 PJ notwendig.

Zugleich wird im Entwurf des Fortschrittsberichts hervorgehoben, dass die seit Oktober 2012 beschlossenen Energieeffizienzmaßnahmen bis 2020 voraussichtlich zu einer weiteren Verringerung des Energieverbrauchs in Höhe von rd. 43 PJ (rd. 2,5 Mt. CO₂-Äq.) führen. Hierbei handelt es sich insbesondere die Verschärfung der Energieeinsparverordnung (EnEV 2013), die bereits erfolgte Aufstockung des CO₂-Gebäudesanierungsprogramms um 300 Mio. Euro auf derzeit 1,8 Mrd. Euro Programmmittel jährlich, sowie die Einführung von Programmen zur Förderung der Energieeffizienz in der Industrie.

Nach Aussagen im Fortschrittsbericht sollen durch die im Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) vorgesehenen Maßnahmen für die Endenergiesektoren voraussichtlich weitere rund 390 bis 460 PJ Primärenergie eingespart werden können. Damit ist die Ziellücke offenbar nicht geschlossen. Die Expertenkommission kann nicht nachvollziehen, wie die Regierung bei Festhalten am Effizienzziel ein großes Defizit feststellen kann, dann aber Maßnahmen vorschlägt, die kaum mehr als ein Drittel des Defizits ausgleichen können. Die Expertenkommission hätte eine Aussage dazu erwartet, wie mit der verbleibenden Deckungslücke umgegangen werden soll.

Die nachstehende Tabelle liefert eine differenzierte Übersicht der einzelnen Ziele und Trendentwicklungen. Beim Stromverbrauch beträgt die Deckungslücke rund 15 Mrd. kWh oder knapp 3 %. Als besonders problematisch stellt sich demgegenüber die Entwicklung der Endenergieproduktivität dar. Bei einer Trendfortschreibung würde sich bis 2020 nur eine Steigerung um insgesamt

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

rund 7 % ergeben, während zur Zielerreichung eine Steigerung um 28 % notwendig wäre. Nur wenig günstiger fällt das Resultat beim Verkehr aus.

Tabelle: Trends und Ziele im Bereich der Energieeffizienz

		Primärenergieverbrauch*	Bruttostromverbrauch	Endenergieproduktivität*	Gebäudebezogener Energieverbrauch*	EEV Verkehr
		PJ	Mrd. kWh	Mio. €/TJ	PJ	PJ
Zielbezugsjahr	Jeweilige Einheit	14409	618	282	3671	2586
2013		13765	598	290	3464	2612
Zielbasisjahr bis 2013	durchschnittliche Veränderungen in %	-0,9	-0,7	0,6	-1,2	0,2
2013 bis Zieljahr 2020		-2,6	-1,1	3,5	-2,3	-1,6
2013	% gegenüber Zielbezugsjahr	-4,5	-3,2	2,8	-5,6	1,0
Trend 2020	% gegenüber Zielbezugsjahr	-10,4	-7,6	7,0	-13,0	2,4
	Jeweilige Einheit	12911	571	302	3194	2649
Ziel 2020	%	-20	-10	28	-20	-10
	Jeweilige Einheit	11527	556	362	2937	2328
Lücke bei Zielerreichung	Jeweilige Einheit	-1384	-15	-60	-257	-322
*) Bereinigte Werte						

Vor diesem Hintergrund konstatiert die Expertenkommission einen beträchtlichen Handlungsbedarf. Die breite Palette der potentiellen Zielverfehlungen hat Konsequenzen für die politischen Entscheidungen. Es sind Anstrengungen erforderlich, die nahezu alle Bereiche erfassen. Dies dürfte nicht an einem Mangel an den vorhandenen technischen Potenzialen scheitern. Allerdings sollte der über die „low hanging fruits“ hinausgehende investive Aufwand nicht unterschätzt bzw. die Investitionsbereitschaft der Betroffenen nicht überschätzt werden.

Die Expertenkommission übersieht nicht, dass das Ausmaß und die Intensität der Handlungsnotwendigkeiten die Problemlösungskapazität der Regierung wie der Bevölkerung übersteigen könnte. Es ist nicht auszuschließen, dass die erforderlichen Maßnahmen vielfach keine Akzeptanz finden und so deren Umsetzung behindert oder sogar gänzlich verhindert wird. Schließlich weist die

Expertenkommission in diesem Zusammenhang auch auf den vergleichsweise kurzen Zeitraum bis 2020 hin. Zusätzliche Maßnahmen werden bis dahin kaum das volle Potential entfalten können. Insbesondere die Stimulierung größerer Investitionen bedingt meist einen erheblichen Zeitbedarf, insbesondere wenn dafür erst noch die gesetzlichen Grundlagen geschaffen werden müssen. Besonders zeitkritisch sind Investitionen zur energetischen Sanierung im Gebäudebestand.

Energetische Gebäudesanierung und energieeffizientes Bauen

Erfreulicherweise hat die Bundesregierung eine klare Definition der Begriffe „Wärmebedarf“ und „Primärenergiebedarf“ vorgelegt. Für das 2050-Ziel wird der Primärenergiebedarf über die Energieeinsparverordnung (EnEV) definiert. Damit wirken die erneuerbaren Energien implizit wie eine Effizienzmaßnahme – das Energieeffizienzziel ist entsprechend weniger anspruchsvoll. Im Interesse der Klarheit sollte daher der Begriff „nicht-erneuerbarer Primärenergiebedarf“ genutzt werden.

Der Wärmebedarf soll bis 2020 um 20 % gegenüber 2008 sinken. Bis 2050 soll der nicht-erneuerbare Primärenergiebedarf um 80 % (gegenüber 2008) reduziert werden. Dies entspricht einem weitgehend klimaneutralen Gebäudebestand. Diese Ziele werden bei einer reinen Fortsetzung des Trends nicht erreicht. Es wäre eine Verdoppelung der durchschnittlichen jährlichen Reduktion des Endenergiebedarfs für Wärme von etwa 1 % (Zeitraum 2008-2013) auf 2 % (2013-2020) notwendig. Analoges gilt für die durchschnittliche jährliche Reduktion des nicht-erneuerbaren Primärenergiebedarfs bis 2050.

Die im Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) genannten zusätzlichen Maßnahmen werden die Lücke zum 2020-Ziel voraussichtlich nicht schließen. Auch fehlt eine Bewertung der bestehenden und neuen Maßnahmen, die auch Mitnahme- und Rebound-Effekte sowie die Wechselwirkungen mit anderen Instrumenten berücksichtigt. Dies wäre hilfreich, um die tatsächlichen Wirkungen besser abschätzen und eine sachgerechte Ausgestaltung der Maßnahmen vornehmen zu können.

Aus Sicht der Expertenkommission ist eine Zielabweichung weniger tragisch, wenn zeitnah weitere glaubhafte Anstrengungen ergriffen werden, die eine längerfristige Wirkung erwarten lassen. Dazu könnten beispielsweise die Vor-

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

gaben der EnEV für Neubau und Sanierungen verschärft und Anstrengungen zur Verbesserung des Vollzugs unternommen werden. Eine Förderung der energetischen Gebäudesanierung sollte an der langfristigen Perspektive bis 2050 ausgerichtet sein und tiefe Sanierungen (mindestens KfW-Effizienzhaus 70) anstreben.

Verkehr

Nach eigenem Bekunden rechnet die Bundesregierung erst für 2030 damit, dass der verkehrsbezogene Energieverbrauch um 11 % gesenkt werden kann, womit das Ziel für 2020 verfehlt wäre. Im Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 wird (unter Vorbehalt) bis 2020 eine Reduktion der verkehrsbedingten CO₂-Emissionen um rund 10 Mio. t erwartet; allerdings werden die dazu notwendigen Maßnahmen nur rudimentär qualifiziert. Im Übrigen wären das gegenüber dem Zielbezugsjahr 2005 lediglich rund 6 % weniger CO₂-Emissionen.

Im Rahmen des wissenschaftlichen Begleitvorhabens beim BMWi wurden entsprechende Aussagen zur künftigen Entwicklung des verkehrsbedingten Energieverbrauchs erarbeitet. Von den dort und in vergleichbaren Studien (etwa in den Politikszenerarien VI) formulierten Empfehlungen sollte die Bundesregierung Gebrauch machen.

Aus Sicht der Expertenkommission ist eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende nicht zu erreichen ohne einen signifikanten Beitrag des Verkehrssektors, zumal dieser nahezu vollständig von fossilen Energieträgern abhängt. Dies hätte sich auch in der Diskussion der zusätzlich notwendigen Maßnahmen niederschlagen sollen.

Erneuerbare Energien

Für den Ausbau der erneuerbaren Energien hat die Bundesregierung relative Ziele formuliert. Deren Erreichbarkeit hängt somit auch davon ab, wie sich die Bezugsgröße entwickelt. Werden die Energieeffizienzziele des Energiekonzepts erreicht, ist davon auszugehen, dass auch alle Ausbauziele für die Erneuerbaren erfüllt werden können. Die dafür notwendige Zunahme der regenerativen Energiebereitstellung beträgt ca. 90 TWh gegenüber 2013 auf dann gut 400 TWh. Bei einer Fortschreibung der Effizienztrends ist allerdings zu erwar-

Zusammenfassung

ten, dass weitere 50 TWh mobilisiert werden müssen, was die Zielerreichung deutlich anspruchsvoller macht.

Die bestehenden Instrumente sind hierfür grundsätzlich geeignet, müssen aber bedarfsgerecht und zieladäquat ausgestaltet werden. Dies gilt für die Umsetzung der Ausbaukorridore nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und die entsprechende Stabilisierung der Entwicklung der Photovoltaik und Biomassenutzung sowie ein erfolgreiches Design und Umsetzung der geplanten Ausschreibungsmodelle.

Im Stromsektor liegt eine der wesentlichen Herausforderungen in der Umsetzung der Ausbaukorridore für die Windenergie an Land mit dem angestrebten Nettozubau von 2.500 MW pro Jahr. Mit der bis 2020 deutlich zunehmenden Zahl der Anlagen, die ihre technische Lebensdauer bzw. das Ende des Vergütungszeitraums erreichen und stillgelegt bzw. durch neue, deutlich leistungsstärkere Anlagen ersetzt werden (Repowering), steigt der für die Zielerreichung erforderliche Bruttozubau bis zum Jahr 2020 auf über 4.000 MW. Die Herausforderung liegt darin, das erforderliche Marktvolumen, das noch über dem Zubauniveau des starken Jahres 2013 (2.997 MW) liegt, zu generieren und über einen längeren Zeitraum aufrecht zu erhalten. Das 35 %-Ziel im Stromsektor scheint auch mit der Formulierung der Ausbaukorridore möglich, wengleich diese dazu führen, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien im Strommarkt nicht mehr für die Kompensation möglicher Zielverfehlungen in anderen Bereichen der erneuerbaren Energien dienen kann, wenn die Ausbaukorridore konsequent eingehalten werden.

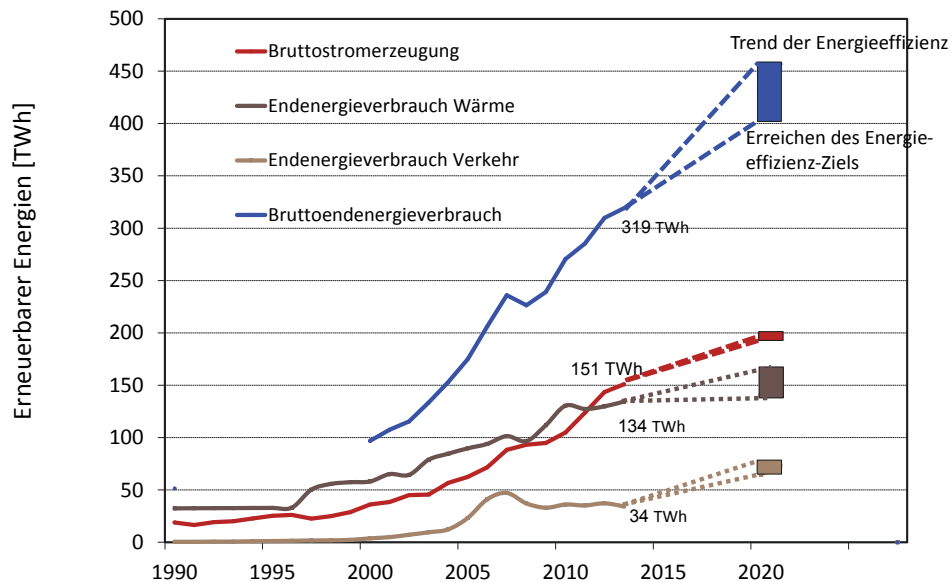
Im Wärmemarkt ist für die Zielerreichung ein Zuwachs der regenerativen Energiemenge von 3 % p.a. erforderlich, der etwa dem Trend der letzten drei Jahre entspricht, wenn als Bezugsgröße der Endenergieverbrauch für Wärme ohne Strom zugrunde gelegt wird. Die Bundesregierung hat dazu zwei zentrale Maßnahmen etabliert, die prinzipiell für die Zielerreichung geeignet sind: im Neubaubereich das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz mit einer Quotenverpflichtung für Wohn- und Nichtwohngebäude und im Gebäudebestand das Marktanreizprogramm für erneuerbare Energien, das finanzielle Anreize setzt. Beide Instrumente werden durch andere Maßnahmen, wie die EEG-Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung oder über Anreize zur energetischen Gebäudesanierung flankiert. Zu beachten ist allerdings, dass die Antragszahlen im Markt-

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

anreizprogramm für erneuerbare Energien (MAP) in den ersten drei Quartalen 2014 bei Kleinanlagen um fast ein Viertel zurückgegangen sind. Es sollte daher geprüft werden, wie sich die Entwicklung wieder verstetigen lässt. Dabei dürfte es angesichts derzeit vergleichsweise geringer Heizölpreise auch darum gehen, den Bekanntheitsgrad und ggf. die Attraktivität der Förderprogramme zu erhöhen. Ebenfalls sollte auf die Entwicklung der Wärmebereitstellung aus regenerativer Kraft-Wärme-Kopplung ein Augenmerk gelegt werden, weil im Zuge der EEG-Novelle der Ausbaupfad für die Stromerzeugung aus Biomasse deutlich nach unten korrigiert wurde.

Im Verkehr ist aufgrund der Quotenverpflichtung im Prinzip sichergestellt, dass ein regenerativer Anteil von 10 % erreicht werden wird, auch wenn dies ungefähr einer Verdopplung des Anteils entspricht. Deshalb ist es wichtig, die bestehenden Sanktionsmechanismen bei Zielverfehlungen aufrecht zu erhalten oder fortzuschreiben.

Abbildung: Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien in Abhängigkeit von den erzielten Fortschritten im Bereich Energieeffizienz



Mit Blick auf den Zeitraum jenseits des Jahres 2020 empfiehlt die Expertenkommission der Bundesregierung, zeitnah zu konkretisieren, wie der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch dem Ziel des Energie-

Zusammenfassung

konzepts entsprechend auf 30 % im Jahr 2030 erhöht werden soll. Dazu ist eine Fortschreibung der Zielsetzungen und Strategien in denjenigen Bereichen sinnvoll, in denen dies bislang noch nicht erfolgt ist, d. h. für erneuerbare Energien im Wärmemarkt und Verkehr.

Im Stromsektor ist im Bereich der Windenergie an Land bereits heute absehbar, dass ab dem Jahr 2021 nur bei einem Gesamtzubau von 5.000 bis 6.000 MW/a der angestrebte jährliche Nettozuwachs von 2.500 MW eingehalten werden kann, was eine dauerhafte Verdoppelung des Marktvolumens gegenüber 2013 bedeutet. Dies erscheint sehr anspruchsvoll und nur mit entsprechenden Rahmenbedingungen umsetzbar. Hinsichtlich der Entwicklung der Windenergie auf See nach 2020 bleibt offen, ob es gelingt, die für die notwendigen Kostensenkungseffekte erforderlichen technischen Fortschritte zu erzielen und über entsprechende Erfahrungswerte Finanzierungsmodelle zu etablieren, die den avisierten Ausbau auf 15.000 MW bis 2030 ermöglichen. Unabhängig vom Entwicklungspotenzial der einzelnen Sparten hängt der weitere Ausbau entscheidend von der zukünftigen Gestaltung der Rahmenbedingungen im Strommarkt ab. Hier ist mit der notwendigen Sorgfalt und entsprechendem zeitlichen Vorlauf zu agieren, um das Ziel eines kosteneffizienteren Fördersystems zu erreichen, den Transformationsprozess im Stromsektor weiter zu befördern und gleichzeitig die Marktintegration des erneuerbaren Stroms weiter voran zu treiben. Hier ist eine enge Verzahnung mit der mit dem Grünbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ [Grünbuch, 2014] angestoßenen Entwicklung des Strommarktdesigns erforderlich.

Im Wärmemarkt sollten zeitnah strukturelle Änderungen eingeleitet werden, um nicht zuletzt aufgrund von Potenzialrestriktionen im Bereich der Nutzung von Bioenergien sukzessive die solaren und geothermischen Ressourcen für den Wärmemarkt erschließen zu können, die heute zusammen nur gut zehn Prozent der regenerativen Wärme bereitstellen. Dies kann sinnvollerweise primär durch eine deutliche Verstärkung des Ausbaus der netzgebundenen Wärmeversorgung erfolgen, die zudem zusätzliche Freiheitsgrade für das Management von Strom-Wärme-Systemen bieten. Obwohl dies seit vielen Jahren bekannt ist, wurde es bisher versäumt, tragfähige Rahmenbedingungen zu schaffen. Dies betrifft auch organisatorische Fragen wie die Erstellung flächendeckender und tragfähiger kommunaler Wärme- und Kältepläne zur Erfassung vorhandener Wärmequellen und Wärmesenken als Grundlage für die

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

Erschließung des Nahwärmepotenzials, die Erarbeitung strategischer Sanierungskonzepte für den Gebäudebestand usw. Aufgrund der Bedeutung erneuerbarer Energien für einen klimaneutralen Gebäudebestand, dürfte es zudem à la longue kaum möglich sein, eine aus dem Bundeshaushalt finanzierte Förderung aufrecht zu erhalten. Eine Option ist die bundesweite Einbeziehung des Gebäudebestandes in das EEWärmeG.

Für den Verkehr sollte die Bundesregierung ihre bisher eher vage ausgestaltete Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie im Zuge der Verkehrsprognose zeitnah fortschreiben und sehr viel konkreter ihre Vorstellungen darstellen, welche Meilensteine auf dem Weg zur CO₂-neutralen Mobilität bis zum Jahr 2030 erreicht werden sollen. Denn abgesehen vom Ziel, einen Fahrzeugbestand von 6 Millionen Elektrofahrzeugen bis 2030 zu erreichen, bestehen keine quantitativen Orientierungen oder auch Differenzierungen zwischen Batterie- und Brennstoffzellen-betriebenen Fahrzeugen. Seitens der regenerativen Kraftstoffe gilt es, Alternativen zu Biokraftstoffen der ersten Generation zu entwickeln. Optionen sind z. B. Biomethan, Biomass-to-Liquid-Kraftstoffe und strombasierte Kraftstoffe wie Power-to-Gas oder Power-to-Liquid. Die Bundesregierung setzt hier vor allem auf Forschung, Entwicklung und Demonstration, allerdings bedarf es auch einer Markteinführungsstrategie, um die erheblichen Kostenreduktionspotenziale erschließen zu können, was vor allem über eine Kommerzialisierung möglich wäre. Verschiedenste Initiativen haben dazu Konzepte entwickelt, die von der Bundesregierung geprüft werden sollten.

Kraftwerke und Netze

Die Expertenkommission begrüßt es, dass der Fortschrittsbericht 2014 seine letztjährige Empfehlung aufgegriffen hat, die Leistungsbilanz zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast als ein zentrales Kriterium für die Stromversorgungssicherheit zu verwenden. Nach diesem Konzept wird die als gesichert anzunehmende Erzeugungsleistung mit der voraussichtlich höchsten zu deckenden Last in Deutschland gegenübergestellt. Die Elektrizitätsversorgung wäre gesichert, wenn die verbleibende Leistung positiv ist (Überdeckung). Für den Zeitraum 2014 bis 2016 schätzt der Fortschrittsbericht 2014 eine Überdeckung von mehr als 10 GW, allerdings spricht er an mehreren Stellen etwas missverständlich von Überkapazitäten. Die bestehende Überdeckung sollte zusammen mit den geplanten Zubauten an gesicherter Leistung in der Gesamtbilanz für

Zusammenfassung

Deutschland ausreichen, um das bevorstehende Abschalten weiterer Kernkraftwerke gewährleisten zu können.

Die verschiedenen Berechnungen gelangen zu unterschiedlichen Überdeckungsraten. Es bedarf also einer methodischen Diskussion. So bemängelt der Fortschrittsbericht zu Recht, dass bei der Erstellung der Leistungsbilanz bislang eine ausschließlich nationale Betrachtung vorgenommen wird, trotz des intensiven und perspektivisch steigenden Stromaustausches mit dem Ausland. Daher ist das Postulat zu unterstützen, die Methodik der Leistungsbilanzierung in internationaler Kooperation zu überarbeiten.

Auch die im Grünbuch 2014 getroffenen Aussagen zu Kraftwerken und Netzen können als eine zutreffende Analyse bewertet werden. Besonders bemerkenswert sind die Hinweise in Kapitel 1 und Kapitel 4, wonach primär die Bilanzkreise – und damit nicht die Netzbetreiber – für die Stromversorgung verantwortlich sind. Entsprechend fordert der Gesetzgeber von den Bilanzkreisverantwortlichen Bilanzkreistreue und erlaubt bei eventuellem Fehlverhalten eine fein abgestufte Sanktionierung. Mit dieser Festlegung sind natürlich auch die Überlegungen zur Weiterentwicklung des Strommarkts vorgezeichnet.

Auch die Netzbetreiber haben im Rahmen der von ihnen zu erbringenden Systemdienstleistungen wichtige Funktionen bei der Gewährleistung einer gesicherten Elektrizitätsversorgung. Die im Grünbuch 2014 vorgeschlagene situationsbasierte Ausschreibung von Regelleistung kann einen Beitrag dazu leisten, um kritische Versorgungssituationen wie diejenige im Frühjahr 2013 künftig zu vermeiden.

Dem Kraftwerke-Monitoring der BNetzA zufolge ist in Deutschland insgesamt vorerst kein Kapazitätsengpass erkennbar. Bei regionaler Betrachtung gilt dies jedoch nicht. Im süddeutschen Raum sind derzeit etwa 1,1 GW Erzeugungskapazität im Bau, während bis Ende 2017 insgesamt 6,8 GW Erzeugungskapazitäten stillgelegt werden sollen. Davon haben Kraftwerke mit einer Gesamtkapazität von 3,9 GW eine endgültige Stilllegungsanzeige abgegeben, von denen wiederum 1 GW als systemrelevant genehmigt wurden und damit zur strategischen Kraftwerksreserve gehören.

Die bestehenden Stromübertragungskapazitäten reichen bekanntlich nicht aus, um die sich hier abzeichnende Versorgungslücke zu decken. Zwar haben sich die jährlichen Netzinvestitionen der Übertragungsnetzbetreiber seit 2011

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

verdreifacht, doch bei dem aktuellen Ausbautempo werden viele der 23 EnLAG-Projekte kaum noch im laufenden Jahrzehnt fertiggestellt werden können, ganz zu schweigen von den geplanten Gleichstromtrassen zwischen Nord- und Süddeutschland, gegen die sich erheblicher politischer Widerstand entwickelt hat. Deshalb müssen die Übertragungsnetzbetreiber in zunehmendem Umfang Redispatch-Maßnahmen ergreifen. Das Grünbuch stellt zutreffend fest, dass dies kein Dauerzustand sein kann und es ohne den Netzausbau zu einer Aufteilung der Stromhandelszone kommen müsste (Market Splitting).

Dabei zerfällt die normalerweise einheitliche deutsche Preiszone bei einem Netzengpass in mehrere Preiszonen, zurzeit vermutlich in eine Nord- und eine Südzone. Unter der Annahme, dass in der Nordzone ausreichend Elektrizität bereitsteht, in der Südzone aber ein Erzeugungsmangel herrscht, sorgt ein unterschiedliches Preisniveau in jeder der beiden Zonen für einen kurzfristigen Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage. Die Großhandelspreise wären dabei in der Südzone tendenziell höher als in der Nordzone. Entsprechende Erwartungen der Marktteilnehmer würden mittelfristig Kraftwerksinvestitionen in der Südzone initiieren, während sie in der Nordzone gebremst würden. Auch wäre eine Verlagerung stromintensiver Industrieprozesse in die Nordzone nicht auszuschließen. Im Unterschied zum Redispatch werden mit dem Market Splitting die Kosten unzureichender Leitungskapazitäten dem Verursacherprinzip entsprechend regional gezielt zugewiesen. Alles zusammengekommen würde das Market Splitting die Problematik unzureichender Übertragungsnetze mit der Zeit beseitigen. Das ist mit Redispatch nicht möglich.

Sollte es nicht gelingen, den bestehenden Rückstand im Netzausbau zu überwinden, könnte im Extremfall auch ein Szenario drohen, in dem Kernkraftwerke in Süddeutschland der strategischen Netzreserve zugewiesen werden, auch wenn das der aktuellen Rechtslage widerspricht. Die Expertenkommission ist der Meinung, dass dieses Szenario auf jeden Fall verhindert werden muss, denn der Kernenergieausstieg ist eines der beiden Oberziele der Energiewende, und diese sollten nicht gefährdet werden.

Energieforschung und Innovation

Mit der erfolgreichen Umsetzung der Energiewende sind Chancen in Bezug auf die Modernisierung der deutschen Volkswirtschaft verbunden. Dies ergibt sich daraus, dass die Innovationstätigkeit in den Bereichen Umwelt und Energie

Zusammenfassung

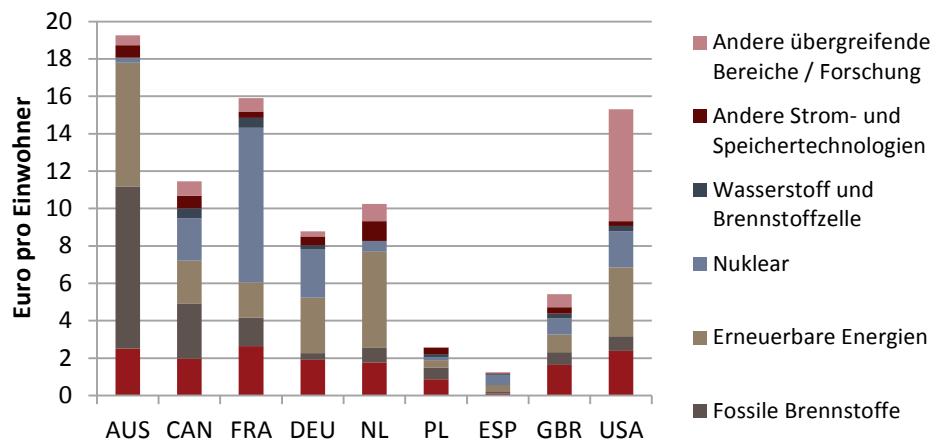
offenbar mit dem bestehenden Leistungs- und Wettbewerbsprofil Deutschlands kompatibel ist und somit auf einem breiten Fundament aufsetzt. Eine verstärkte Innovationstätigkeit sollte nicht nur die heimische Wirtschaft stärken, sondern auch auf die Weltwirtschaft ausstrahlen. Es gibt zahlreiche Beispiele dafür, dass mit der Energiewende Innovationen mit einer entsprechenden Wirkung ausgelöst wurden, wobei teilweise sehr heterogene Transmissionsmechanismen beobachtet werden können. Eine Verallgemeinerung ist deshalb schwierig.

Schon in den vergangenen Berichten hatte die Expertenkommission den Versuch unternommen, die mit der Energiewende verbundenen Innovationswirkungen durch ein Bündel von Indikatoren zu beschreiben. Neben den staatlichen F&E-Ausgaben und dem Anteil von Private Equity Mitteln zugunsten von Energieinnovationen umfasste der Vorschlag den Anteil der Energieeffizienzpatente sowie den Anteil der Patente zu erneuerbaren Energien an allen deutschen Patenten. Diesem Vorschlag folgt der Fortschrittsbericht 2014 in wesentlichen Teilen. Dort werden auch die Probleme dieses Ansatzes deutlich. Beispielsweise fehlen die privaten F&E-Ausgaben zugunsten von Energieinnovationen, da es eine belastbare statistische Datengrundlage dafür derzeit nicht gibt.

Bei einem internationalen Vergleich der staatlichen F&E-Förderung pro Einwohner nur für Energietechnologien zeigt sich, dass Deutschland eher im mittleren Bereich bei den Forschungsausgaben liegt (siehe Abbildung). Bei der Frage, ob, in welchem Umfang und in welche Richtung Forschungsausgaben in der Energieforschung ausgeweitet werden sollen, ist nicht generell zu beantworten, da der genaue Ansatzpunkt und die Stufe im Innovationsprozess, in der staatliche Ausgaben getätigt werden, wichtig für deren effizienten Einsatz sind. Vergleichende empirische Abschätzungen zum Umfang der erwünschten Forschungstätigkeit aus gesamtwirtschaftlicher Sicht fehlen jedoch.

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

Abbildung: Staatliche F&E-Ausgaben in Euro pro Einwohner in 2012



Weil mit F&E-Ausgaben, Patenten und Venture-Kapital allein die mit der Innovationstätigkeit verbundenen gesamtwirtschaftlichen Chancen nur unzureichend erfasst werden können, schlägt die Expertenkommission eine Erweiterung des quantitativen Indikatoren-Bündels um Diffusionsindikatoren vor. Im Zentrum stehen die mit Learning-by-doing verbundenen Kostensenkungen von einzelnen Technologien. Als Beispiel können die damit verbundenen aggregierten technologiespezifischen Kostenvorteile den technologiespezifischen jährlichen Ausgaben – bei Erneuerbaren-Technologien etwa die jährlichen Differenzkosten – gegenübergestellt werden.

Eine überschlagsmäßige Abschätzung legt nahe, dass ohne die in Deutschland getätigten PV-Investitionen und die damit ausgelösten Lerneffekte die durchschnittlichen globalen Investitionskosten heute noch nicht auf unter 2.000 Euro je Kilowatt installierte Leistung gefallen wären. Sofern unterstellt wird, dass die im Rest der Welt installierte PV-Kapazität ihren heutigen Wert von rund 70 GW (2012) erreicht hätte, selbst wenn in Deutschland kein PV-Zubau stattgefunden hätte, lägen die spezifischen PV-Investitionskosten um rund 30 % über den aktuellen Werten. Ohne den vom EEG ausgelösten Lerneffekt hätten die im Jahre 2012 im Ausland getätigten PV-Investitionen ein Finanzvolumen von 40 Mrd. Euro zusätzlich erfordert. Dieser Lerneffekt übersteigt die von den deutschen Elektrizitätsverbrauchern im Jahr 2012 finanzierten EEG-Vergütungszahlungen um mehr als das 5-Fache. Die Expertenkommission

Zusammenfassung

sion hält diesen Lerneffekt für einen geeigneten Indikator, der die innovationsbezogenen Vorteile des PV-Ausbaus charakterisiert.

Energiepreise und Energiekosten

Die Expertenkommission ist nach wie vor davon überzeugt, dass die aggregierten Letztverbraucherausgaben für Energie einen guten Indikator für die allgemeine Bezahlbarkeit darstellen. Dies ermöglicht zudem die einzelnen Komponenten der Ausgaben und deren Veränderung über die Zeit zu betrachten. Bedingt durch den Anstieg der Netzentgelte und der EEG-Kosten sind die Letztverbraucherausgaben deutlich gestiegen, eine Entwicklung, die durch sinkende Großhandelsstrompreise nicht vollständig kompensiert wurde. Der von der Expertenkommission vorgeschlagene Indikator der aggregierten Letztverbraucherausgaben für Strom steigt in Folge dessen von 2,5 % im Vorjahr auf 2,6 % des Bruttoinlandsprodukts.

Tabelle: Struktur der Letztverbraucherausgaben für Elektrizität

	2010	2011	2012	2013
	[Mrd. Euro]			
Gesamtausgaben [1]	60,9	63,6	64,3	70,4
Staatlich induzierte Elemente	17,2	23,0	23,3	30,0
Davon				
Stromsteuern [2]	6,4	7,2	7,0	7,0
Konzessionsabgaben [3]	2,1	2,2	2,1	2,1
EEG-Umlage (Differenzkosten) [4]	8,3	13,4	14,0	19,8
KWK-G [5]	0,4	0,2	0,3	0,4
Offshore Umlage (§ 17F ENWG) [6]	-	-	-	0,8
Staatlich regulierte Elemente	16,9	17,6	19,0	21,2
Davon				
Netzentgelte Übertragungsnetz [7]	2,2	2,2	2,6	3,0
Netzentgelte Verteilnetz [8]	14,7	15,4	16,4	18,2
Marktgetriebene Elemente	26,8	23,1	22,0	19,2
Davon				
Marktwert EEG-Strom [9]	3,5	4,4	4,8	4,2
Erzeugung und Vertrieb [10]	23,3	18,6	17,2	15,0

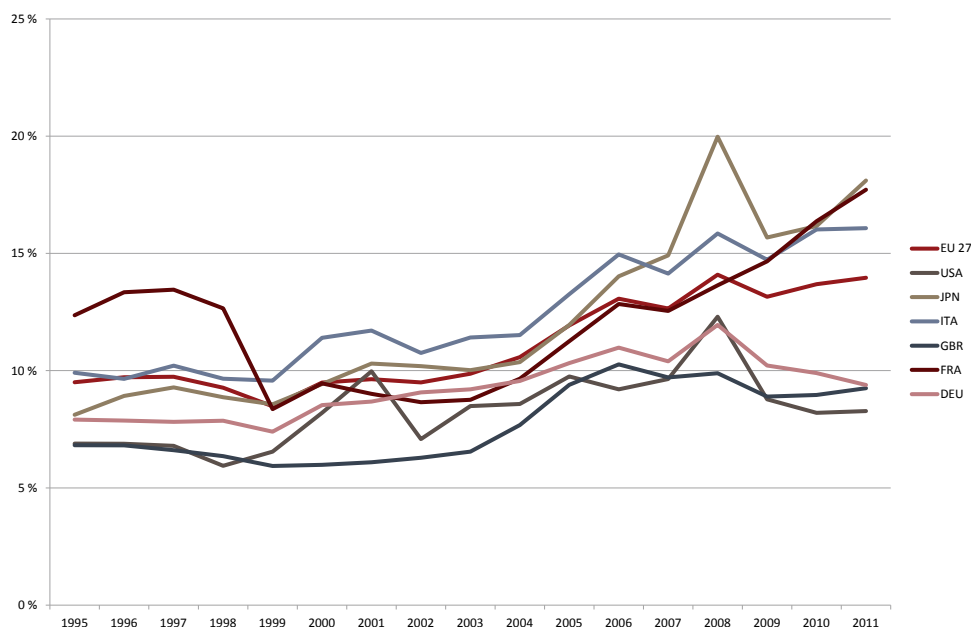
Neben der generellen Bezahlbarkeit sind auch Unterschiede in den jeweiligen Energiepreisen zu beachten. Zu den Ursachen gehören unter anderem Ausnahmeregelungen im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregelung des EEG. Außerdem ist der Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien mit einem Entlastungseffekt verbunden. Durch die Integration Deutschlands in den europäischen Strombinnenmarkt gibt es den Merit-Order-Effekt vermutlich auch in anderen europäischen Ländern. Die Expertenkommission hatte in ihren letzten

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

Stellungnahmen bereits angeregt, dass Unternehmen sich zumindest in Höhe des Merit-Order-Effekts an den Kosten der erneuerbaren Energien beteiligen sollten. Bei einem Spillover des Merit-Order-Effekts auf andere europäische Märkte wäre der Beitrag der entlasteten Unternehmen um die Höhe des Merit-Order-Effekts im Ausland zu reduzieren.

Ein bloßer Vergleich der Energiepreise greift zu kurz. Es müssen auch die tatsächlichen Energiekosten der Unternehmen berücksichtigt werden. Diese werden im Fortschrittsbericht 2014 anhand des Anteils der Energiekosten an der sektoralen Bruttowertschöpfung dargestellt. Die Expertenkommission empfiehlt, auf diesem Ansatz aufzubauen und den Indikator „Energiestückkosten“ zusätzlich international zu vergleichen. Dabei erweisen sich die Energiekosten im verarbeitenden Gewerbe Deutschlands insgesamt immer noch moderat im Vergleich zu anderen Ländern. Die Energiestückkosten für das verarbeitende Gewerbe weisen über den Zeitverlauf eine ähnliche Höhe wie die der USA und Großbritannien auf und liegen unter dem Mittelwert für die Europäische Union (EU 27). Ab 2008 ist zudem ein Abwärtstrend erkennbar, entgegen dem leicht steigenden Trend des europäischen Mittelwerts. Die Spanne zwischen der EU und Deutschland wächst entsprechend (siehe Abbildung).

Einzelne Wirtschaftssektoren im Verarbeitenden Gewerbe sind sehr heterogen. Deshalb gilt die Aussage zu moderaten Energiestückkosten im internationalen Vergleich nicht für alle Sektoren und auch vor allem nicht innerhalb von Sektoren, so dass eine detailliertere Betrachtungsweise empfehlenswert ist. Für Aussagen über die Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen müssen neben den Energiekosten weitere Faktoren berücksichtigt werden. Dazu gehören Unterschiede im jeweiligen Regulierungsrahmen und klassische Standortfaktoren, wie z. B. das jeweilige (Unternehmens-) Steuersystem, das Lohnniveau und die Qualität des Personals auf dem jeweiligen Arbeitsmarkt.

Abbildung: Energiestückkosten im Verarbeitenden Gewerbe

Zudem ist die Wettbewerbsintensität, vor allem die Einfachheit des Marktzutritts, entscheidend. Denn steigende Energiekosten haben nur einen geringen Einfluss auf die (industrielle) Wettbewerbsfähigkeit, wenn diese Steigerungen dauerhaft auf die Konsumenten überwältigt werden können. Dies festzustellen und damit die Auswirkungen von Kostensteigerungen zu bewerten, ist mit einer alleinigen Beschreibung und dem Vergleich von Energiekosten nur schwer zu leisten. Deshalb sind zusätzlich zu einem rein faktenbasierten Monitoring tieferegehende Analysen erforderlich, durch die Energiekosten umfassender erfasst (siehe Diskussion um Merit-Order-Effekt), sektoral disaggregiert, im Zeitablauf betrachtet und international gegenübergestellt werden können.

Gesamtwirtschaftliche Effekte

Die im Fortschrittsbericht 2014 ausgewiesenen volkswirtschaftlichen Effekte sind aus Sicht der Expertenkommission eher marginal. Dies liegt jedoch daran, dass der Fortschrittsbericht gesamtwirtschaftliche Wirkungen der Energiewende erst mit dem Jahr 2010 betrachtet. Zwar wurde die Energiewende formal erst im Jahr 2010 (Energiekonzept) und dem Jahr 2011 (Kernenergieausstieg) ausgerufen, doch bringt die Öffentlichkeit die ab dem Jahr 2000 (Einfüh-

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

zung des EEG) ausgelösten Investitions- und Kosteneffekte mit dem Umbau der Elektrizitätserzeugung in Verbindung. Daher sollte die volkswirtschaftliche Analyse der Energiewende mit dem Jahr 2000 beginnen. Das kontrafaktische Szenario „keine Energiewende“ würde damit auf der Annahme beruhen, dass es seit 2000 weder zu einer primärenergie- noch einer stromseitigen Vergrößerung des Anteils der erneuerbaren Energien gekommen sei.

Die Expertenkommission konzentriert ihre Überlegungen zu den gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen der Energiewende auf den Elektrizitätssektor, weil hier der bislang bedeutendste Effekt zu vermuten ist. Wenn am Bestandschutz für die gesetzlichen EEG-Vergütungen festgehalten wird, haben alle bisher errichteten EEG-Anlagen noch für einen mehr oder weniger langen Zeitraum Anspruch auf eine Mindestvergütung von kumuliert rund 250 Mrd. Euro. Soweit mit den erneuerbaren Investitionen der letzten Jahre kein privater Konsum und keine privaten Investitionen verdrängt worden sind, handelt es sich um eine binnenländische Zusatznachfrage mit positiven Wirkungen auf Wachstum und Beschäftigung (gesamtwirtschaftlich äquivalent zu Deficit Spending). Auch der Anstieg der Handelsbilanz-Überschüsse in den letzten Jahren könnte zumindest partiell auf der Energiewende beruhen (z. B. Substitution von Energieimporten durch heimische Wertschöpfung) und muss nicht allein eine Folge anderer Wettbewerbsvorteile sein (zurückhaltende Lohnentwicklung, relative Schwäche des Euro gegenüber anderen Währungen etc.).

In den kommenden Jahren dürften die positiven Wachstumseffekte des EEG allerdings entfallen oder sich sogar in ihr Gegenteil verkehren. Dies liegt unter anderem an sinkenden spezifischen Ausgaben für EEG-Anlagen und gleichzeitig noch weiter steigenden jährlichen EEG-Umlagen. In dem Maße, wie die EEG-Umlage die jährlichen EEG-Neuinvestitionen übersteigt, kommt es zu einer Reduktion des mit dem EEG verbundenen gesamtwirtschaftlichen Defizits und damit einer gesamtwirtschaftlichen Nachfragekontraktion. Es gibt daher plausible Gründe für die Vermutung, dass sich der bisher positive Wachstums- und Arbeitsplatzeffekt der Energiewende in den kommenden Jahren in sein Gegenteil verkehrt – es sei denn, neue volkswirtschaftlich über zusätzliche Schulden finanzierte Programme, etwa zur Förderung der Energieeffizienz oder einer Speicher-Infrastruktur, würden diesen Negativtrend umkehren.

Gesellschaftliche Wirkungen der Energiewende

Die gesellschaftlichen Wirkungen der Energiewende sind ein zentrales Element für deren Erfolg oder Misserfolg. Die folgenden Ausführungen beschränken sich auf Fragen der gesellschaftlichen Akzeptanz. Daneben gibt es vielfältige Verteilungswirkungen, die von großer Bedeutung sind und in der Zukunft eingehender behandelt werden sollten. In der letztjährigen Stellungnahme wurde diesbezüglich beispielsweise das Problem der Energiearmut diskutiert.

Es würde zu kurz greifen, wenn man Akzeptanz lediglich im Sinne einer positiven Bewertung durch den Bürger und eines ausbleibenden Widerstands gegen Energiewendeprojekte versteht. Die Expertenkommission empfiehlt, den Akzeptanzbegriff mit Blick auf die Energiewende geeignet zu präzisieren und daran anknüpfend eine Bewertung der Situation vorzunehmen.

Im Fortschrittsbericht 2014 präsentiert die Bundesregierung eine selektive Auswahl an Befragungsergebnissen, die allgemein hohe Zustimmungswerte zur Energiewende erkennen lassen – wenngleich mit abnehmender Tendenz. Mehr als zwei Drittel der Bürger äußern sich immer noch positiv zur Energiewende, auch wenn sie nach eigener Einschätzung aktuell die größten Lasten selbst tragen. Allerdings zeigen viele Umfragen auch eine Unzufriedenheit mit der Umsetzung der Energiewende.

Der seitens der Bundesregierung hervorgehobene Zusammenhang von Akzeptanz mit der Entwicklung der Energiekosten ist durch Studien belegt, greift aber aus Sicht der Expertenkommission zu kurz. Es spielen alle Ziele des energiepolitischen Zieldreiecks - Bezahlbarkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit – eine Rolle. Hinzu kommen ein (eventuell nicht vorhandenes) Vertrauen in die Akteure der Energiewende sowie ein (gefühltes) Gerechtigkeitsdefizit. Hier könnte eine stärkere Einbindung der Bürger (Partizipation) helfen.

Die zweite Ebene der Akzeptanzproblematik steht in Verbindung mit einzelnen Maßnahmen, etwa dem Bau einer Hochspannungsleitung. Solche Projekte erzeugen bei einigen Bürgern das Gefühl, zugunsten der Energiewende einen individuell besonderen Nachteil tragen zu müssen. Die Bundesregierung hat im Fortschrittsbericht 2014 neue Maßnahmen zur Steigerung der Akzeptanz konkreter Projekte der Energiewende angekündigt. Aus Sicht der Expertenkommission lassen die Vorschläge jedoch einen analytischen Unterbau vermis-

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

sen und sind oftmals auch wenig konkret. In diesem Sinne sollte die Akzeptanz der Energiewende nicht allein auf Basis von Umfrageergebnissen betrachtet werden, sondern auch Untersuchungen zu tatsächlichem Handeln umfassen.

Inhalt

Inhalt.....	i
Abbildungen	v
Tabellen	vii
0 Vorwort	1
1 Monitoring-Prozess als Element der Energiewende.....	5
1.1 Monitoring- und Fortschrittsbericht.....	6
1.2 Zielhierarchisierung	7
1.3 Zielverfehlung bei der Treibhausgasemissionsminderung	8
1.4 Governance des Monitoring-Prozesses	11
1.5 Indikatorik im Fortschrittsbericht	13
2 Nutzung modellbasierter Analysen im Monitoring-Prozess.....	21
2.1 Energieszenarien und die Darstellung der Zielerreichung	22
2.2 Anforderungen an Modellanalysen	28
3 Bewertung von Maßnahmen	39
3.1 Maßnahmenevaluation im Rahmen des Fortschrittsberichts	40
3.2 Methoden evidenzbasierter Evaluation	41
3.3 Anforderungen an evidenzbasierte Analyse.....	43
3.4 Maßnahmenbewertung in modellbasierten ex-ante Analysen.....	44
3.5 Analyse der ursächlichen Wirkung	46
3.6 Beispiel: Evaluation der Stromsteuer	50
3.7 Beispiel: Verordnung über Vereinbarung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV)	54
3.8 Beispiel: Einspeisevergütungen für Windkraftanlagen	57
4 Treibhausgasemissionen.....	59
4.1 Entwicklungstrends.....	60

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

4.2	Maßnahmen zum Erreichen der Minderungsziele für Treibhausgase	61
5	Energieverbrauch und Energieeffizienz	67
6	Energieeffizientes Bauen und Sanieren	79
6.1	Maßnahmen	84
6.2	Das KfW-Gebäudesanierungsprogramm	89
7	Verkehr	99
8	Erneuerbare Energien	107
8.1	Ziele zum Ausbau bis zum Jahr 2020	108
8.2	Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien	111
8.3	Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien	120
8.4	Erneuerbaren Energien im Verkehr	124
8.5	Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch ...	128
8.6	Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien über 2020 hinaus	129
9	Kraftwerke und Netze	139
9.1	Kraftwerke	140
9.2	Kraft-Wärme-Kopplung	143
9.3	Grünbuch des BMWi	146
9.4	Stromübertragungsnetze	147
10	Energieforschung und Innovation	151
10.1	Indikatoren zur Messung von Innovationstätigkeit	151
10.2	Aussagen des Fortschrittsberichts	154
10.3	Erweiterte Betrachtung der Indikatorik	158
10.4	Systemische Erfassung von Innovationen	161
10.5	Beschreibung von Kostensenkungen mithilfe von Lernkurven ...	168

Inhalt

11	Energiepreise und Energiekosten	173
11.1	Elektrizitätswirtschaftliche Gesamtrechnung.....	174
11.2	Energiepreise	179
11.3	Energiekosten	187
11.4	Wettbewerbsfähigkeit	193
11.5	Handlungsempfehlungen	194
12	Gesamtwirtschaftliche Effekte.....	197
12.1	Aussagen des Fortschrittsberichts.....	198
12.2	Ungeeignete Gegenüberstellung von Szenarien	199
12.3	Das EEG als zusätzlicher Nachfrageimpuls aus dem Inland.....	200
12.4	Das EEG als zusätzlicher Nachfrageimpuls aus dem Ausland.....	202
12.5	Empfehlungen.....	204
13	Gesellschaftliche Wirkungen der Energiewende	207
13.1	Definition der Akzeptanz	208
13.2	Studienüberblick.....	209
13.3	Akzeptanzproblematik aus Sicht der Expertenkommission	212
13.4	Verteilungsdimensionen.....	216
14	Literatur	219

Abbildungen

Abb. 2-1:	Übersicht Energiemodelle	29
Abb. 3-1:	Schematischer Aufbau einer Quasi-experimentellen Studie.....	49
Abb. 3-2:	Die Funktion des marginalen Steuersatzes in Abhängigkeit vom Elektrizitätsverbrauch im Jahr 2005	52
Abb. 3-3:	Effekt der Reduktion des marginalen Steuersatzes ab 25 MWh auf verschiedene Zielwerte im Jahr 2005	54
Abb. 4-1:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen von 1990 bis 2013 und Ziele bis 2050	61
Abb. 6-1:	Temperaturbereinigter Endenergiebedarf der Wohn- und Nicht-Wohngebäude.....	83
Abb. 7-1:	Entwicklung des Energieverbrauchs im Verkehr	100
Abb. 7-2:	Energieverbrauch und spezifische Verbrauchswerte im Straßenpersonen- und Straßengüterverkehr von 1991 bis 2013	101
Abb. 8-1:	Entwicklung der Anteile erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch (unbereinigte Werte) und Zielsetzungen bis zum Jahr 2025	109
Abb. 8-2:	Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2020 in Abhängigkeit von den erzielten Fortschritten im Bereich Energieeffizienz.....	110
Abb. 8-3:	Ausbaubedarf Wind onshore bei Einhaltung des Ausbaukorridors gemäß § 3 EEG 2014 unter Berücksichtigung zu erwartender Stilllegungen.....	113
Abb. 8-4:	Jährlicher Zubau der Photovoltaikleistung in Deutschland (ab 2014 Trendentwicklung) und Entwicklung der Zubaukorridore nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz	119
Abb. 8-5:	Erwartete Entwicklung der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2020.....	124
Abb. 8-6:	Entwicklung des Anteils der erneuerbaren Energien im Verkehrssektor.....	126

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

Abb. 9-1: Inbetriebnahme von konventionellen Kraftwerken	141
Abb. 10-1: Beispiel für ein Indikatorenbündel.....	153
Abb. 10-2: Ausgaben des Bundes für Forschung und Entwicklung nach Förderbereichen in 2012.....	155
Abb. 10-3: Staatliche F&E-Ausgaben in Euro pro Einwohner in 2012	156
Abb. 10-4: Auswirkungen energiewendeinduzierter Innovation auf Ebene der Wirtschaftssektoren (schematische Darstellung).....	163
Abb. 10-5: Schematische Wertschöpfungskette	165
Abb. 11-1: Energiepreise, Energiekosten und Wettbewerbsfähigkeit	178
Abb. 11-2: Strompreise für Haushaltskunden	179
Abb. 11-3: Strompreise für nicht-begünstigte Gewerbe- und Industriekunden	180
Abb. 11-4: Energiestückkosten im Verarbeitenden Gewerbe (ohne Kokerei und Mineralölverarbeitung).....	189
Abb. 11-5: Energiestückkosten im Sektor "Chemie und chemische Produkte"	190
Abb. 11-6: Energiestückkosten im Sektor "Textil und Textilprodukte"	191
Abb. 11-7: Kostenanteil von Erdgas und Rohöl an der Bruttowertschöpfung im Sektor "Chemie und chemische Produkte"	192
Abb. 11-8: Anteil der Kosten für Elektrizität, Gas und Wasserdampf an der Bruttowertschöpfung im Verarbeitenden Gewerbe (ohne Kokerei und Mineralölverarbeitung).....	193
Abb. 13-1: Spektrum von Bewertung und Handlung.....	209
Abb. 13-2: Relevanz von Aspekten der Elektrizitätsversorgung.....	214

Tabellen

Tab. 1-1: Vergleich der Indikatoren-Sets der Bundesregierung 2013 und 2014	15
Tab. 3-1: Methoden zur Analyse von Politikmaßnahmen	42
Tab. 5-1: Trends und Ziele im Bereich der Energieeffizienz	72
Tab. 6-1: Ziele der Bundesregierung im Gebäudebereich nach Energiekonzept und nach angepasster Definition.....	81
Tab. 6-2: Förderung nach Energiehausstandard des Programms "Energetisches Sanieren" für das Jahr 2012.....	95
Tab. 8-1: Ziele zu erneuerbaren Energien	108
Tab. 9-1: Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung von 2003 bis 2013	144
Tab. 11-1: Struktur der Letztverbraucherausgaben für Elektrizität	175

0 Vorwort

1. Das vorliegende Dokument ist die Stellungnahme zum ersten Fortschrittsbericht und zum jährlichen Monitoring-Bericht der Bundesregierung. Im Fortschrittsbericht 2014 soll im Unterschied zu den rein faktenbasierten und vergangenheitsbezogenen Monitoring-Berichten eine weitreichendere Beurteilung zukünftiger Entwicklungen sowie eine tiefgehende Analyse der Ursache-Wirkungs-Zusammenhänge der existierenden wie der künftig zur Zielerfüllung noch notwendigen Maßnahmen stattfinden. Aus Sicht der Expertenkommission sind dies wichtige Bestandteile des Prozesses und für die zielorientierte und erfolgreiche Weiterführung der Energiewende unerlässlich. Auftragsgemäß verzichtet unser Bericht auf den Versuch, eigene prognostische Aussagen vorzulegen, soweit dies den Einsatz von Modellen bedeutet, sowie auf die eigenständige fundierte Evaluation von Maßnahmen. Allerdings betrachten wir die vermutlichen Auswirkungen der getroffenen wie der vorgesehenen energie- und umweltpolitischen Entscheidungen im Hinblick auf die perspektivische Zielerreichung und nehmen Stellung zur Methodik und zu den Ergebnissen des Fortschrittsberichts und Monitoring-Prozesses.

2. Beim Fortschrittsbericht 2014 wird erstmals im Monitoring-Prozess der Fokus der Stellungnahme weniger auf die Einschätzung der verwendeten Indikatorik gelegt, sondern insbesondere auch die Evaluation von bestehenden Maßnahmen und die Zielerreichung diskutiert. Die Indikatorik ist in etlichen Bereichen weit fortgeschritten. In diesem Zusammenhang betont die Expertenkommission ihre früheren Empfehlungen zum Umgang mit den Indikatoren und unterbreitet Vorschläge zu deren weiterführender Verfeinerung. Daneben wird in der Stellungnahme zum Fortschrittsbericht insbesondere verstärkt auf die Bewertung der künftigen Entwicklung, mögliche Zielverfehlungen und die Evaluierung bestehender und zukünftiger Maßnahmen zur Schließung von Lücken bei den Energiewende-Zielen abgehoben.

3. Dabei werden das Energiekonzept und dessen Ziele als Grundlage für den Monitoring-Prozess herangezogen. Diese Grundlage wird auch durch die Ausführungen der Bundesregierung im Fortschrittsbericht 2014 bestätigt. Die dem Fortschrittsbericht zugrundeliegenden Maßnahmenevaluationen und Szenarioanalysen werden in der Stellungnahme einer tieferen Betrachtung unterzogen. Hierzu werden im Bericht der Bundesregierung oftmals insbeson-

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

dere die Ergebnisse von Analysen hervorgehoben. Die Expertenkommission sieht sich verpflichtet, genauer zu betrachten – soweit dies möglich ist –, auf welchen methodischen Grundlagen die Ergebnisse hergeleitet wurden und welche Rückschlüsse gezogen werden können.

4. Die Gliederung dieser Stellungnahme ist nicht wie der Fortschrittsbericht 2014 in mehrere Teile unterteilt. Die vergangenheits- und zukunftsbezogenen Perspektiven werden innerhalb des jeweiligen Themenfeldes zusammen diskutiert. Unserer Meinung nach ermöglicht dies eine kompaktere Kommentierung der wichtigen vergangenen Entwicklungen und möglichen Entwicklungen in der Zukunft. Daher korrespondiert unsere Gliederung nicht in allen Punkten mit der des Fortschrittsberichts 2014. Die vorliegende Stellungnahme bezieht – soweit historische Daten verwendet werden – die Entwicklung bis einschließlich zum Jahr 2013 ein. Damit entspricht der Zeithorizont dem faktenbasierten Teil des Fortschrittsbericht 2014.

5. In Folge der politischen Abstimmung zum Aktionsprogramm Klimaschutz 2020, dem Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) sowie dem Fortschrittsbericht 2014 lagen der Expertenkommission wichtige Informationen des Fortschrittsberichts selbst zwei Wochen vor Abgabe der Stellungnahme nicht vor. So wurde uns etwa der NAPE erst am 12. November 2014 zugeschickt. Das Kapitel zum Aktionsprogramm Klimaschutz im Fortschrittsbericht ebenso wie das Kapitel zum Verkehrsbereich wurden uns am 21. November zugänglich gemacht. Aber auch diese Dokumente enthalten noch keine schlüssige Darstellung, wie die Bundesregierung das Treibhausgasziel bis 2020 noch erreichen will. Zu diesem Zeitpunkt fehlt eine Einordnung der festgestellten Zielverfehlung, die auch unter Berücksichtigung der bestehenden und neuen Maßnahmenpakete etwa im Bereich der Energieeffizienz verbleibt. Die Expertenkommission bezieht sich daher bei ihrer Stellungnahme auf den Entwurf der Bundesregierung zum Fortschrittsbericht vom 12. November 2014, welcher so auch in die notwendige Ressortabstimmung vor dem Kabinettsbeschluss eingegangen ist. Neuere Informationen konnten keiner eingehenderen Prüfung unterzogen werden. Dies gilt auch für die neuen Maßnahmen im Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz und es gilt erst recht für das Nationale Klimaschutzprogramm. Für die Bereiche Verkehr und Treibhausgasemissionen wurde auf Basis des Fortschrittsberichts mit Stand 21. November eine kurze Einschätzung vorgenommen.

6. Der Monitoring-Bericht und die Stellungnahme der Expertenkommission haben in Politik und Öffentlichkeit einen Beitrag zur Diskussion der Zielerreichung der Energiewende ausgelöst. Wir sind sehr erfreut darüber, dass diese Diskussion angestoßen wurde. Etliche unserer Anregungen aus den letzten beiden Berichten sind von der Bundesregierung in ihrem jetzt vorliegenden ersten Fortschrittsbericht aufgenommen worden. Eine Reihe von Anregungen wurde noch nicht aufgegriffen und wird in der Folge weiter von uns bearbeitet und diskutiert.

7. Die Expertenkommission führte Gespräche über Anforderungen, Methodik und Perspektiven des Monitorings. Zu den Gesprächspartnern gehörten Vertreter insbesondere des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), des Bundeskanzleramts und des Bundesministeriums für Bildung und Forschung (BMBF). Unser Dank gilt allen Gesprächspartnern, insbesondere unseren Ansprechpartnern aus dem BMWi, für die konstruktive Zusammenarbeit. In Begleitung des Monitoring-Prozesses sowie zur Vorbereitung des ersten Fortschrittsberichts fanden Treffen mit Vertretern des BMWi, des Bundesministeriums für Umwelt, Natur, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB), der Bundesnetzagentur (BNetzA) und des Umweltbundesamtes (UBA) statt. Im Juni 2014 wurde eine gemeinsame Klausurtagung veranstaltet, auf der neben einer Nachbesprechung des zweiten Monitoring-Berichts auch die Konzeption des Fortschrittsberichts Gegenstand der Diskussion war. Hierbei hatte die Expertenkommission Gelegenheit, durch Präsentationen einen Eindruck von zwei zentralen Gutachten zu erlangen, die im Rahmen des Monitoring-Prozesses vergeben wurden.

8. Im Juli 2014 fand in Berlin ein Workshop mit Vertretern des Akademienprojekts „Energiesysteme der Zukunft“ und des „Forschungsforums Energiewende“ statt. Dies beinhaltete neben dem gegenseitigen Informationsaustausch auch Vereinbarungen zur engeren zukünftigen Kooperation. Zudem waren Mitglieder der Expertenkommission bei dem Workshop zur Diskussion der vorliegenden Klimaschutzszenarien beim BMUB im August 2014 beteiligt. Weiterhin ist der Vorsitzende der Expertenkommission Mitglied im „Forschungsforum Energiewende“ beim BMBF und im Kuratorium des Akademieprojekts „Energiesysteme der Zukunft“ der Nationalen Akademie der Wissenschaften Leopoldina, der Union der deutschen Akademien der Wissenschaften und acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaft.

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

9. 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 Robert Germeshausen, Benjamin Lutz, Philipp Massier und Sascha Rexhäuser vom Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW), Mannheim, Lars Dittmar und Fernando Oster vom Fachgebiet Energiesysteme der TU Berlin, Maike Schmidt vom Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden- Württemberg (ZSW), Stuttgart sowie Eike Karola Velten vom Ecologic Institut, Berlin.

10. Fehler und Mängel dieser Stellungnahme gehen allein zu Lasten der Unterzeichner.

Berlin, Münster, Stuttgart, 26. November 2014

Georg Erdmann

Andreas Löschel

Frithjof Staiß

Hans-Joachim Ziesing

1 Monitoring-Prozess als Element der Energiewende

Das Wichtigste in Kürze

In den letzten Jahren hatte die Expertenkommission einen Vorschlag zur Zielhierarchisierung vorgelegt, der jetzt von der Bundesregierung in ihrem Fortschrittsbericht 2014 aufgegriffen wurde. Unser Vorschlag wurde allerdings nicht eins zu eins übernommen, sondern es werden quantitative Ziele zum Klimaschutz und zum Kernenergieausstieg mit qualitativen Zielen (Wettbewerbsfähigkeit, Versorgungssicherheit) als gleichrangig definiert. Dies könnte der erste Schritt zu einer impliziten Revision der quantitativen Ziele sein. Der Bundesregierung steht eine Zielrevision frei, doch sollte dies explizit und nicht implizit erfolgen. Die Bundesregierung sollte sich der Tragweite einer solchen Entscheidung bewusst sein.

Im Fortschrittsbericht 2014 hält die Bundesregierung an den Energiewende-Zielen fest, insbesondere am Treibhausgasreduktionsziel von -40 % bis 2020 gegenüber 1990. Gleichzeitig weist sie darauf hin, dass ohne zusätzliche Maßnahmen bis zum Jahr 2020 eine deutliche Zielverfehlung resultieren würde. Selbst die in der Entwurfsfassung vom 21. November 2014 formulierten bzw. angekündigten Maßnahmen reichen jedoch noch nicht aus, um die zu erwartenden Zielabweichungen zu kompensieren. Die Zielabweichungen beruhen zum Teil auf dem Versäumnis, mit dem in 2011 beschlossenen Kernenergieausstieg gleichzeitig Kompensationsmaßnahmen für die CO₂-Mehremissionen in Kraft zu setzen. Die Expertenkommission anerkennt die Komplexität dieser Aufgabe und präsentiert im Interesse einer breiteren Diskussion eine Reihe von denkbaren Optionen.

Unsere Einschätzungen und Handlungsoptionen wurden formuliert, ohne dass die finale Fassung des Fortschrittsberichts 2014 der Bundesregierung mit den vorgeschlagenen zusätzlichen Instrumenten vorgelegen hätte. Eigentlich hätte die Expertenkommission aber genau diese konkreten Vorschläge und Absichten der Bundesregierung kommentieren sollen. Das geht natürlich nur, wenn ihr ein entsprechend ausgearbeitetes Dokument vorgelegt wird. Hier erweist sich die Governance des Energiewende-Monitorings in seiner derzeit praktizierten zeitlichen Struktur als wenig zielführend.

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

1.1 Monitoring- und Fortschrittsbericht

11. Die Bundesregierung stellt im Fortschrittsbericht 2014 noch einmal heraus, welche Aufgaben der Monitoring-Prozess erfüllen soll: i) einen faktenbasierten Überblick geben, ii) überprüfen, ob die formulierten Ziele erreicht werden und die bestehenden Maßnahmen wirken sowie gegebenenfalls neue Maßnahmen vorschlagen sowie iii) in den alle drei Jahre erscheinenden Fortschrittsberichten einen Ausblick auf mögliche zukünftige Entwicklungen bieten (vgl. BMWi, 2014a).

12. Bereits in der letzten Stellungnahme hat die Expertenkommission eine stärker problemorientierte Analyse der Entwicklungen der Energiewende angemahnt. Insbesondere wenn Indikatoren aufzeigen, dass Entwicklungen in einzelnen Bereichen hinter den Pfaden für die Zielerreichung zurückfallen, müssen Probleme klar benannt, Ursachen vertieft analysiert und Schlussfolgerungen für das politische Handeln gezogen werden. Nur so können die relevanten Handlungsfelder identifiziert und die politischen Prioritäten im Fortschritt der Energiewende definiert werden. Der Monitoring-Prozess der Bundesregierung kann sich so zu einem noch wichtigeren Analyseinstrument für die Energiewende weiterentwickeln.

13. Im vorliegenden Fortschrittsbericht der Bundesregierung werden die verschiedenen Aufgaben wie folgt angegangen: So wurde dargestellt, wie sich Indikatoren in der Vergangenheit entwickelt haben und in den nächsten Jahren voraussichtlich entwickeln werden. Es wird auch deutlich, in welchen Bereichen die Entwicklungen hinter die Pfade für die Zielerreichung zurückfallen. Hier wird das Ausmaß der Zielverfehlung quantifiziert. Darauf aufbauend wurden Maßnahmen benannt und analysiert, die helfen, die dargestellten Lücken zu schließen. Eine kritischere Betrachtung der beobachteten Entwicklungen und der Ursachen für die Zielverfehlungen wäre hierbei hilfreich gewesen. Besonders die Analyse der Wirkungen bestehender Maßnahmen und deren Beiträge zur Zielerreichung bleibt meist unklar: welche Entwicklungen sind auf Maßnahmen der Energiewende zurückzuführen und wie könnten diese Instrumente besser ausgestaltet werden? Schließlich wird nicht klar, welche politischen Schlussfolgerungen aus der fehlenden Zielerreichung beim Oberziel Klimaschutz und im zentralen Handlungsfeld der Energieeffizienz gezogen werden. Hier bleibt der Fortschrittsbericht aus Sicht der Expertenkommission

unbefriedigend und mit Blick auf die vielfach dokumentierten potentiellen Zielverfehlungen verbesserungsbedürftig.

1.2 Zielhierarchisierung

14. Die Expertenkommission hat in den letzten beiden Stellungnahmen darauf hingewiesen, dass eine Hierarchisierung der Ziele der Energiewende ein wichtiger Aspekt zur Verbesserung des Prozesses sowie zur Steuerung der Energiewende sein kann. Die Expertenkommission begrüßt daher ausdrücklich, dass die Bundesregierung diesen Vorschlag nun prinzipiell aufgenommen hat. Die Bundesregierung schlägt eine Gliederung der Energiewende-Ziele nach vier Ebenen vor: 1. Politische Ziele, 2. Kernziele, 3. Steuerungsziele und 4. Maßnahmenebene. Diese Gliederung spiegelt prinzipiell den Ansatz des Vorschlags der Expertenkommission wider, unterscheidet sich allerdings in zentralen Aspekten.

15. Das Energiekonzept und dessen beschleunigte Umsetzung nach dem Reaktorunglück in Fukushima scheinen für uns durch zwei Oberziele bestimmt: die Senkung der Treibhausgasemissionen um 40 % bis zum Jahr 2020 und der Ausstieg aus der Kernenergie bis zum Jahr 2022. Diese Oberziele werden durch verschiedene Unterziele flankiert und über politische Maßnahmen umgesetzt. Die Unterziele und Maßnahmen wiederum können und sollten flexibel anpassbar sein, sofern dabei die Oberziele nicht verfehlt werden.

16. Das energiepolitische Zieldreieck aus Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Sicherheit stellt den konzeptionellen Maßstab zur Bewertung der Unterziele und Maßnahmen dar. Zeigt sich im Rahmen des Monitoring-Prozesses, dass die Unterziele nicht oder nur unter unverhältnismäßig hohen ökonomischen, sozialen oder ökologischen Belastungen erreicht werden können, dann sollten die Unterziele und Maßnahmen entsprechend angepasst werden. So kann und sollte möglicher Nachsteuerungsbedarf bei den Unterzielen und Maßnahmen identifiziert werden. Die Oberziele Reduktion der Treibhausgasemissionen und Kernenergieausstieg sind jedoch gesetzt.

17. Im Unterschied dazu benennt die Bundesregierung „Klimaziele, Kernenergieausstieg, Wettbewerbsfähigkeit, Versorgungssicherheit“ als gleichrangige politische Ziele. Diese sollen den politischen Rahmen für den Umbau der

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

Energieversorgung bilden. Das Ziel des Klimaschutzes ist präzisiert, nämlich u.a. -40 % Treibhausgasemissionen bis 2020. Genauso sind die Zielsetzungen beim Ausstieg aus der Kernenergie bis 2022 in der Novellierung des Atomgesetzes aus dem Jahr 2011 festgeschriebenen Ausstiegspfad festgelegt. Demgegenüber gibt es keinen quantitativen Indikatoren für die beiden anderen politischen Ziele Wettbewerbsfähigkeit und Versorgungssicherheit. Für beide Ziele hat die Expertenkommission Indikatoren vorgeschlagen, doch gibt es in diesen Fällen keine Grenzwerte jenseits derer von einer Zielverfehlung zu sprechen wäre. Auch die Bundesregierung benennt für die von ihr herangezogenen Indikatoren keine Grenzwerte. Dies würde aus unserer Sicht auch keinen Sinn machen, da das System dadurch überbestimmt und in der Konsequenz womöglich nicht umsetzbar wäre.

18. Aus Sicht der Expertenkommission besteht bei der Vermischung von quantitativen und qualitativen Zielen die Gefahr, dass es durch einen nicht transparenten Abwägungsprozess auf Ebene dieser politischen Ziele zu einer impliziten Revision der Klimaschutzziele und des Kernenergieausstiegs kommt. Der Bundesregierung steht eine Zielrevision frei, die aber wegen der zentralen Bedeutung dieser Ziele explizit erfolgen sollte. Die Bundesregierung sollte sich der Tragweite einer solchen Entscheidung bewusst sein.

1.3 Zielverfehlung bei der Treibhausgasemissionsminderung

19. Im Entwurf des Fortschrittsberichts 2014 hält die Bundesregierung an den vorgegebenen Zielen für 2020 fest, insbesondere am Treibhausgas-Reduktionsziel von -40 % gegenüber 1990. Die Erreichung des politischen Ziels der Senkung der Treibhausgasemissionen erfordert umfassende Anstrengungen. Der Fortschrittsbericht zeigt, dass das Treibhausgasemissionsziel ansonsten deutlich verfehlt wird. Die uns vorliegenden Vorschläge für weitere Maßnahmen der Bundesregierung sind zielführend die dargestellten Lücken zu adressieren. Allerdings erfolgt im uns vorliegenden Entwurf des Fortschrittsberichts noch keine ausreichende Quantifizierung der Maßnahmenvorschläge. Die uns bekannt gemachten Entwürfe des Fortschrittsberichts 2014, des Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz und des Grünbuchs Elektrizitätsmarkt sind aus Sicht der Expertenkommission – anders als aus Sicht der Bundesregierung im Entwurf des Fortschrittsberichts vom 21. November 2014 – deshalb

Monitoring-Prozess als Element der Energiewende

noch nicht geeignet, die zum Jahr 2020 erwarteten Zielabweichungen vollständig zu kompensieren.

20. Es ist dabei jedoch zu konzedieren, dass die Erreichung der Ziele des Energiekonzepts in der Tat außerordentlich komplex und extrem anspruchsvoll ist. Dies gilt insbesondere, da wegen des beschleunigten Kernenergieausstiegs im Jahr 2022 im Jahr 2020 zusätzlich (gegenüber der 2010 beschlossenen Laufzeitverlängerung) etwa 40 – 50 Mio. t CO₂ ausgestoßen werden und entsprechend zu kompensieren wären. Die damalige Bundesregierung hatte es versäumt, diesen Effekt beim CO₂-Ziel für 2020 hinreichend zu berücksichtigen und ein zusätzliches Maßnahmenpaket in Kraft zu setzen, welches die CO₂-Wirkungen des Kernenergieausstiegs hätte kompensieren können. Zur Erreichung der Ziele des Energiekonzepts schlagen wir ergänzend folgende Punkte zur Diskussion vor:

21. Maßnahmen außerhalb des Emissionshandels: Eine erhebliche Verstärkung der vorgesehenen Maßnahmen für die Sektoren außerhalb des Emissionshandels sollte von der Bundesregierung geprüft werden. Das betrifft insbesondere den Bereich der Gebäude und den Verkehrssektor. In Bezug auf die hier in Frage kommenden Maßnahmen sei beispielsweise auch auf die Politikszenerarien verwiesen (Öko-Institut, 2013), die in ihrem „Mit weiteren-Maßnahmen-Szenario“ entsprechende Anhaltspunkte gibt. Hier wäre insbesondere zu prüfen, welcher zusätzliche Beitrag realistischerweise erreicht werden kann und in welchem Zeitraum dies möglich ist.

22. Stärkung des Emissionshandels: Zusätzlich könnte die Bundesregierung auf die Europäische Union einwirken, den Emissionshandel zu stärken, beispielsweise in Form eines EU ETS-Mindestpreises, der z. B. durch die Herausnahme von Zertifikaten zu erreichen wäre. Mit einer Stärkung des Emissionshandels ist das nationale -40 %-Ziel zwar nicht gesichert, aber die Glaubwürdigkeit eines ehrgeizigen Klimaschutzes wäre dokumentiert. Allerdings könnte ein solcher Eingriff innerhalb der laufenden Emissionshandelsperiode zu Unsicherungen führen und außerdem die Partnerländer vor die Frage stellen, warum sie zusätzliche Lasten tragen sollen, damit das deutsche Reduktionsziel vielleicht doch noch erreicht wird.

23. Maßnahmen im Stromsektor: In diesem Zusammenhang wäre zu bedenken, ob nicht angesichts der Zielverfehlungen die Förderung eines verstärkten

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

Ausbau der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung zumindest teilweise die emissionssteigernden Wirkungen des Kernenergieausstiegs kompensieren sollte. Dies könnte eine weitere Steigerung der EEG-Umlage nach sich ziehen. Eine weitere Alternative wären Eingriffe in die Kohleverstromung durch die Abschaltung von Altkraftwerken. Allerdings dürften diskretionäre Eingriffe in Bestandskraftwerke (durch Emissionsgrenzen etc.) wohl nur bei Mitwirkung der betroffenen Eigentümer umsetzbar sein und wären vermutlich dementsprechend teuer. Früher oder später werden die vorzeitig stillgelegten Anlagen sowieso vom Netz gehen, und zwar ohne zusätzliche Entschädigungszahlungen. Auch führen Eingriffe im Stromsektor in Deutschland wegen der Mechanik des Europäischen Emissionshandels zu keiner Minderung der europäischen Emissionen, es sei denn, die Emissionsobergrenze (Cap) des Emissionshandels würde gesenkt oder die entsprechenden Emissionszertifikate würden vom Markt genommen. Die entsprechenden Überlegungen gelten auch für den Ende November in den Medien diskutierten Plan, auf Basis gesetzlicher Regelungen durch Stilllegung von Kohlekraftwerken 22 Mio. t CO₂ zu sparen.

24. Stilllegung von Emissionsrechten: Die Bundesregierung könnte unter den Beschränkungen des europäischen Emissionshandels das nationale CO₂-Ziel im Sinne einer flexiblen Erreichung interpretieren. Dies könnte über den Kauf und die Stilllegung von Emissionsrechten durch die Bundesregierung im Umfang der CO₂-Zielabweichung geschehen. Die Treibhausgas-Reduktion wird in diesem Fall im Rahmen des 40 %-Ziels erreicht. Allerdings müsste das CO₂-Ziel in diesem Fall nicht mehr als Territorialziel auf deutscher Ebene, sondern auf europäischer Ebene interpretiert bzw. definiert werden. Durch diese Maßnahme würden sich die in Europa erlaubten Emissionen reduzieren. Angesichts eines CO₂-Preises von derzeit 7 Euro/t würde z. B. für 50 Mio. t CO₂ ein Kostenaufwand von maximal 350 Mio. Euro pro Jahr entstehen.

25. Einführung einer nationalen CO₂-Steuer: Um stärkere Anreize zur Emissionsminderung in den Sektoren des Emissionshandels zu erreichen, könnte zeitnah eine CO₂-Steuer eingeführt werden. Die Steuer sollte schließlich alle CO₂-Emissionen erfassen – also im Unterschied zur aktuellen Praxis des ETS auch die Sektoren Verkehr, Haushalte sowie Handel, Gewerbe und Dienstleistungen. Nebenbei ließen sich damit auch die Auswirkungen der aktuell sinkenden Weltenergiepreise sowie der von der Bundesregierung nicht thematisierte Rebound-Effekt kompensieren. Vor dem Hintergrund der bestehenden Koaliti-

Monitoring-Prozess als Element der Energiewende

onsvereinbarung dürfte diese Steuer allerdings erst in der kommenden Legislaturperiode eingeführt werden können. Außerdem würde eine nationale CO₂-Steuer das Europäische Emissionshandelssystem unterlaufen. Auf europäischer Ebene kommt es wiederum zu keinem zusätzlichen Impuls und es wäre zu vermuten, dass ein weiterer nationaler Alleingang das Europäische Emissionshandelssystem nachhaltig beschädigt.

1.4 Governance des Monitoring-Prozesses

26. Nachdem die Bundesregierung in den vergangenen beiden Jahren jeweils einen faktenorientierten Monitoring-Bericht vorgelegt hat, liegt jetzt der erste Fortschrittsbericht vor. Dieser ist nun nicht mehr allein darauf beschränkt, den Fortgang der Energiewende anhand von Daten und Indikatoren zu dokumentieren sowie einige der in den Monaten zuvor beschlossenen regierungsseitigen Maßnahmen zu beschreiben. Im Fortschrittsbericht geht es auch um die Fortentwicklung der Instrumente auf Basis einer eingehenden Wirkungsanalyse der bisherigen Maßnahmen, woraus dann auch Vorschläge für neue Maßnahmen resultieren sollen.

27. In den Jahren, in denen ein Monitoring-Bericht zu kommentieren war, konnten sich die Mitglieder der Expertenkommission vorab eine relativ gute Vorstellung darüber bilden, was die Bundesregierung in ihrem kommenden Monitoring-Bericht bezüglich der Energiewende aussagen dürfte. Die qualifizierte Kommentierung des Monitoring-Berichts war damit auch dann möglich und sinnvoll, wenn die Bundesregierung nur recht kurzfristig eine Vorabversion ihres Monitoring-Berichts zur Verfügung stellen konnte. In den vergangenen Jahren arbeitete die Expertenkommission daher parallel zu den Ministerien. Unterstützt wurde diese Arbeitsweise durch Treffen mit Vertretern der Bundesregierung, bei denen die Konzeption des Monitoring-Berichts besprochen wurde und die Expertenkommission umgekehrt die Bundesregierung darüber informierte, welche Indikatoren und Analysen einen Schwerpunkt ihres kommenden Kommentars bilden werden.

28. Dieser Gedankenaustausch war und ist nicht nur außerordentlich offen und fruchtbar, sondern auch durch eine für die Expertenkommission unerwartet starke Zurückhaltung ihrer Gesprächspartner gekennzeichnet, was die Inhalte und Aussagen der Stellungnahme betrifft. Zu keinem Zeitpunkt versuchte

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

die Bundesregierung die Arbeit der Expertenkommission inhaltlich zu beeinflussen. Die Expertenkommission hat allen Grund dazu, den Gesprächspartnern für diese Art der Zusammenarbeit große Anerkennung zu bekunden.

29. Mit dem jetzt zu kommentierenden Fortschrittsbericht 2014 ist die Situation der Expertenkommission allerdings erheblich schwieriger. Natürlich konnte auch in diesem Jahr der Kommentar des faktenorientierten Teils des Fortschrittsberichts parallel zu dessen Erarbeitung in den Ministerien vorbereitet werden. Auch die hilfreichen Gespräche über Berichtsstruktur, Indikatoren und Analysen konnten weitergeführt werden, wobei auch vermehrt die Anregungen der Expertenkommission aus früheren Kommentaren Gegenstand dieser Gespräche waren.

30. Die Bundesregierung gibt der Expertenkommission verständlicherweise keine Vorabinformationen über die von ihr angestrebte Fortentwicklung der Instrumente auf Basis einer eingehenden Wirkungsanalyse der bisherigen Maßnahmen. Dieser Punkt ist mit komplexen Diskussionen innerhalb der Regierung verbunden. Daher ist es nachvollziehbar, dass über die diskutierten Alternativen und Zwischenergebnisse im Vorfeld nicht informiert werden kann. Die Expertenkommission kann und muss analysieren und beraten, nicht aber sich aktiv in Regierungsaufgaben einbringen und beispielsweise im Vorfeld konkrete Maßnahmen mit der Bundesregierung diskutieren.

31. Vor diesem Hintergrund erweist sich die aktuelle Governance des Monitoring-Prozesses in ihrer zeitlichen Struktur aus Sicht der Expertenkommission wenig zielführend. Eigentlich sollte der Kommentar der Expertenkommission auch zu dem Analyse- und Instrumenten-Teil des Fortschrittsberichts Stellung beziehen. Doch kann dabei bezüglich der geplanten neuen Maßnahmen nicht wie beim Monitoring-Bericht parallel zur Bundesregierung vorgearbeitet werden, denn dann müsste über die Diskussion innerhalb der Bundesregierung und die dabei erzielten Schlussfolgerungen spekuliert werden. Daher schlagen wir vor, gemeinsam mit der Bundesregierung Lösungen für diese Problematik zu finden.

32. Hier sei weiterhin darauf hingewiesen, dass trotz der ministeriellen Umstrukturierung von Zuständigkeiten in der Energiepolitik in der aktuellen Legislaturperiode sich kaum Vereinfachungen im Prozess aufgetan haben. So wurde bspw. versucht, Referate der energiewenderelevanten Themenbereiche im

Monitoring-Prozess als Element der Energiewende

jetzigen Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) zu bündeln. Allerdings gibt es weiterhin Verzögerungen im Prozess durch Abstimmungen innerhalb der Häuser sowie zwischen den einzelnen Häusern und dies zu zentralen Themenbereichen der Energiewende und dem Monitoring-Prozess. Dies vereinfacht den Prozess weniger stark, als von der Expertenkommission erwartet wurde.

33. Daraus resultierte denn auch der Umstand, dass der Expertenkommission erst am 21. November 2014 ein weitgehender Entwurf des Fortschrittsberichts vorgelegt wurde; aber selbst diese Fassung enthielt noch wesentliche Lücken. Außerdem stand das Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 samt zugehörigen Hintergrundmaterialien der Expertenkommission nicht zur Verfügung. Eine umfassende sachgerechte Kommentierung war somit aus zeitlichen wie sachlichen Gründen nur eingeschränkt möglich. Dies ist bei der Lektüre der jetzt vorgelegten Stellungnahme ausdrücklich zu beachten.

1.5 Indikatorik im Fortschrittsbericht

34. Bereits in der Stellungnahme zum ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung hat die Expertenkommission die Entwicklung eines konsistenten Indikatorensystems vorgeschlagen. Mit Hilfe dieses Systems kann das komplexe Bündel von politischen Zielsetzungen der Energiewende handlungsleitend abgebildet und bewertet werden. Im zweiten Monitoring-Bericht hat die Bundesregierung einen Vorschlag gemacht, wie aus ihrer Sicht dieses System von Leit- und weitergehenden Indikatoren ausgestaltet werden sollte. Die Leitindikatoren basierten dabei auf den quantitativen Zielen des Energiekonzepts. Dieser Vorschlag wurde von der Expertenkommission ausdrücklich als Diskussionsgrundlage begrüßt. Aus Sicht der Expertenkommission hat dieser Ansatz allerdings nicht alle relevanten Dimensionen der Energiewende abgebildet. Daher wurde ein weitergehender Vorschlag erarbeitet und der Bundesregierung in der letzten Stellungnahme vorgelegt. Dieser Gedanke wird im Fortschrittsbericht durch die Bundesregierung nicht mehr aufgegriffen. Der Vorschlag von Leitindikatoren durch die Expertenkommission sowie die Empfehlung diese ebenfalls im Monitoring-Bericht als Strukturierung zu nutzen hat aber unvermindert Gültigkeit. Die Expertenkommission sieht weiterhin große Vorteile in einem solchen Ansatz.

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

35. In Bezug auf die genutzte Indikatorik im Monitoring-Prozess der Bundesregierung gab es in den letzten Berichten immer wieder Änderungen. So wurden wie oben beschrieben Empfehlungen der Expertenkommission aufgenommen, was diese ausdrücklich begrüßt. Zudem sind aber auch Änderungen aufgetreten, die nicht erläutert wurden. Die Expertenkommission empfiehlt daher die Weiterentwicklung von Elementen des Monitoring-Prozesses transparent zu gestalten und eine Erläuterung zu den Beweggründen und den Veränderungen zu geben, so dass dieser Prozess besser für die Öffentlichkeit nachvollziehbar ist.

36. In der nachfolgenden Übersicht (Tab. 1-1) sind die Änderungen des Indikatoren-Sets dargestellt. Die Expertenkommission empfiehlt der Bundesregierung diese Änderungen zu erläutern. Neben den entfallenen und hinzugefügten Indikatoren gibt es weiterhin einige Änderungen in der Zusammensetzung von Gruppen von Indikatoren. So wurde bspw. die Entwicklung der „Stromerzeugung, Endenergie- und Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien“ im letzten Bericht als ein Indikator dargestellt. Im aktuellen Bericht wurden daraus sechs Indikatoren, die allerdings im zugehörigen Kapitel textlich und grafisch nicht anders dargestellt werden als in den letzten Berichten. Es hat sich nur die Zusammensetzung im Tableau des Indikatoren-Sets geändert. Die Anzahl der Indikatoren ist mit 65 genauso hoch wie im zweiten Monitoring-Bericht.

37. Darüber hinaus ist anzumerken, dass der Begriff des Indikators durch die Bundesregierung nicht einheitlich verwendet wird. So werden neben eindeutig quantifizierbaren und nach den Bewertungskriterien belastbaren Indikatoren auch thematische Überbegriffe oder spezifische Projekte als Indikatoren benannt, wie z. B. „Kraftwerksbestand nach Bundesländern“. Eine Bewertung anhand der Kriterien „Zielbezug, Transparenz, Belastbarkeit, Verfügbarkeit, Aktualität“ ist hier schwierig. Auch Aussagen über die Zielerreichung solcher „Indikatoren“ können nicht getroffen werden. Zudem gibt es in der Liste Indikatoren bzw. Themen, die nicht mit messbaren Indikatoren hinterlegt sind und eine Operationalisierung fehlt. Ein Beispiel ist der Indikator „Wachstumsimpulse, gesamtwirtschaftliche Preiseffekte“.

Monitoring-Prozess als Element der Energiewende

Tab. 1-1: Vergleich der Indikatoren-Sets der Bundesregierung 2013 und 2014¹

Hinzugefügte Indikatoren	Entfallene Indikatoren
Erneuerbare Energien	
	<ul style="list-style-type: none"> • Merit-Order-Effekt
Gebäude	
	<ul style="list-style-type: none"> • Sanierungsrate
Netze	
<ul style="list-style-type: none"> • Verteilung erneuerbarer Energien auf Spannungsebenen • Bedarfsplan- und EnLAG-Projekte • SAIDI-Erdgas • Arbeitsvolumen von Erdgasspeichern • Bau und Planung Erdgasspeicher 	<ul style="list-style-type: none"> • Investitionen in intelligente Netze und Zähler • Physikalische Stromflüsse in den Grenzkapazitäten
Energiepreise und Energiekosten	
	<ul style="list-style-type: none"> • Anteil der Stromkosten am BIP
Energieforschung und Innovationen	
<ul style="list-style-type: none"> • Förderung für Energieprojekte • Projektförderung aus EU-Mitteln • Patente in energiewirtschaftlichen Bereichen • Marktverbreitung innovativer Technologien im Energieverbrauch 	
Gesamtwirtschaftliche Effekte	
<ul style="list-style-type: none"> • Wachstumsimpulse, gesamtwirtschaftliche Preiseffekte 	

Aufgegriffene Vorschläge der Expertenkommission

38. Die Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ der Bundesregierung hat bereits in ihren früheren Stellungnahmen Vorschläge

¹ Dieser Vergleich bezieht sich auf die Tabellen der verwendeten Indikatoren im Fortschrittsbericht 2014 (Teil I) sowie im zweiten Monitoring-Bericht der Bundesregierung.

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

zur Aufnahme zusätzlicher Themen und weiterführender Indikatoren in die Monitoring-Berichte unterbreitet. Die Expertenkommission stellt fest, dass etliche Vorschläge im Fortschrittsbericht der Bundesregierung aufgenommen wurden. Einige wichtige Beispiele seien hier kurz erwähnt:

- **Zielhierarchisierung:** Die Bundesregierung hat sich in ihrem ersten Fortschrittsbericht dazu entschlossen, die vielfältigen Ziele im Rahmen der Energiewende zu hierarchisieren. Die Expertenkommission begrüßt dies ausdrücklich. Allerdings verweisen wir hierzu auf die Einschränkungen, die weiter vorne ausgeführt wurden.
- **Innovationsindikatoren:** Die Expertenkommission hat in ihrer letzten Stellungnahme das Thema Innovationen als Chancenseite der Energiewende als eigenes Kapitel platziert. Diese Anregung wird im diesjährigen Fortschrittsbericht aufgegriffen. Es ist jedoch zu bedenken, dass zu diesem Themenfeld noch viele offene Fragen bestehen. Weitere Überlegungen finden sich in dieser Stellungnahme.
- **Definition Primärenergiebedarf:** Im Gebäudebereich sollte die Bundesregierung zu einem einheitlichen Begriffsverständnis bei den Zielsetzungen kommen: Das Ziel, bis 2050 den Primärenergiebedarf um 80 % zu reduzieren, wird nun als Reduktion „der nicht erneuerbaren Primärenergien“ ausgelegt.
- **Bezugsgröße für Gebäudewärme:** Im Energiekonzept wird von der Reduktion des Wärmebedarfs bis 2020 gesprochen, während im Monitoring-Bericht der Endenergiebedarf betrachtet wird. Aus Sicht der Expertenkommission ist die Bezugsgröße Endenergie für den Bereich der Gebäudewärme tatsächlich schon aus Gründen der Verfügbarkeit entsprechender energiestatistischer Daten zweckmäßig.
- **Leistungsbilanz:** Für eine Abschätzung der Entwicklung der langfristigen Versorgungssicherheit im Kapitel Kraftwerke hat die Expertenkommission vorgeschlagen, die Leistungsbilanz bzw. die „verbleibende gesicherte Leistung“ als Indikator aufzunehmen. Diese wurde nun im dritten Teil des Fortschrittsberichts aufgenommen. Es bleibt jedoch zu hoffen, dass dieser Indikator nicht nur alle drei Jahre im Rahmen des Fortschrittsberichts genutzt, sondern auch in den jährlichen Monitoring-Berichten verfolgt wird.

Monitoring-Prozess als Element der Energiewende

- **Nach Technologie und Verteilnetzebene aufgeschlüsselte installierte Leistung von erneuerbaren Energien:** Als Indikator für den notwendigen Investitionsbedarf ist die nach Technologie und Verteilnetzebene aufgeschlüsselte installierte Leistung von Stromerzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energien aufgenommen worden. Der Indikator enthält zwar keine Informationen über die regionale Verteilung des anfallenden Investitionsbedarfs der jeweiligen Netzebene, dies ist jedoch für die Abschätzung des notwendigen Gesamtausbaus auch nicht zwingend erforderlich.

Weitere Anregungen

39. Einige Vorschläge sind hingegen im vorliegenden Bericht nicht aufgegriffen worden. Es sei noch einmal auf die bisherigen Empfehlungen in den ersten beiden Stellungnahmen hingewiesen. Insbesondere sollte die Berücksichtigung folgender Aspekte noch einmal geprüft werden:

- **Energiewirtschaftliche Gesamtrechnung:** Die Expertenkommission hat in ihren letzten beiden Stellungnahmen die aggregierten Letztverbraucher Ausgaben für Elektrizität und Kraftstoffe dargestellt und in das Verhältnis zum Bruttoinlandsprodukt gesetzt. Die Expertenkommission ist nach wie vor der Auffassung, dass dies ein geeigneter Indikator ist, um die generelle Bezahlbarkeit von Energie auf gesamtwirtschaftlicher Ebene darzustellen.
- **Internationale Stromgroßhandelspreise und Auslastung von Grenzkuppelstellen:** Die Vollendung des EU-Binnenmarkts im Energiebereich ist eine wichtige Zielsetzung der Energiepolitik nicht nur auf europäischer Ebene, sondern auch für die Energiewende. So kann ein funktionierender EU-Energiebinnenmarkt positive Wohlfahrtseffekte durch Handel bieten sowie eine Stabilisierung der Stromversorgung durch den Ausgleich von Last- und Erzeugungsspitzen bewirken. Die Integration des deutschen Strommarkts in den europäischen Netzverbund misst sich jedoch nicht allein an den physikalischen Flüssen zwischen den Ländern. Marktintegration liegt dann vor, wenn Preisunterschiede in angrenzenden Ländern durch Handel ausgeglichen werden können. Dies ist jedoch nur möglich, wenn die Kapazität der Grenzkuppelstellen keine bindende Restriktion darstellt. Um die Einbettung in den europäischen Binnenmarkt darstellen und bewerten zu

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

können, sollten Daten zu internationalen Preisen und der Auslastung der Grenzkuppelstellen einbezogen werden.

- **Sanierungsrate:** Die Sanierungsrate im Kapitel zur energetischen Gebäudesanierung und zum energieeffizienten Bauen ist zwar im Bericht erwähnt, jedoch konnte noch keine endgültige Definition bzw. kein Indikator gefunden werden. Angesichts der Schwierigkeit der Definition wäre zu überlegen, ob auf diesen Indikator nicht verzichtet werden kann.
- **Versorgungssicherheitsindikatoren:** Vor dem Hintergrund der Ukraine-Krise zeigt sich die Aktualität der internationalen Aspekte der Energieversorgungssicherheit. Bereits in den letzten Stellungnahmen haben wir auf die angemessene Betrachtung dieses Themenbereichs hingewiesen. So sollten nach Meinung der Expertenkommission Indikatoren für die Sicherheit der Energieversorgung mit Energieträgern aus dem Ausland in den Monitoring-Bericht aufgenommen werden. Für eine ausführliche Diskussion wird auf die Ausführungen in der letzten Stellungnahme verwiesen. In dieser wurden der Versorgungssicherheitsindikator auf Basis des Hirschmann-Herfindahl Index und eine Gegenüberstellung der import- und exportseitigen Residual Supply Indizes (RSI) empfohlen. Dabei sind insbesondere beim Energieträger Erdgas auch die Transitrouten zu berücksichtigen.
- **Indikatoren zur Umweltwirkung:** Auch im diesjährigen Monitoring-Bericht verzichtet die Bundesregierung auf eine über die Treibhausgasemissionen hinausgehende Untersuchung der Umweltauswirkungen der Energiewende obwohl diese explizit auch im energiepolitischen Zieldreieck genannt ist. Schwerpunktmäßig sollten die Entwicklung der Flächeninanspruchnahme sowie eine steigende Ressourcennutzung (insbesondere seltene Erden und Metalle, unter Berücksichtigung von Recycling) betrachtet werden.
- Die Expertenkommission empfiehlt wie auch in ihren vorherigen Stellungnahmen den System Average Interruption Duration Index (SAIDI) als Maßzahl für die kurzfristige Versorgungssicherheit zu nutzen. Bezüglich der Kritik, dass Unterbrechungen unter drei Minuten nur wenig Aussagekraft hinsichtlich der Netzqualität haben, merkt die Expertenkommission an, dass auch diese für den Stromkunden zu Beeinträchtigungen und vermutlich zu volkswirtschaftlichen Schäden führen. So ordnen Studien aus Norwegen

Monitoring-Prozess als Element der Energiewende

den Ausfällen unter drei Minuten ähnliche volkswirtschaftliche Kosten zu wie Ausfällen, die länger als drei Minuten dauern (SINTEF, 2010). Daher sollten auch diese Beobachtungen erhoben und berücksichtigt werden.

Neue Vorschläge

40. Im Kontext der Indikatorik des Monitorings möchten wir in dieser Stellungnahme folgende neuen Anregungen machen:

- **Internationaler Vergleich der „Energiestückkosten“:** Als Ergänzung zu der bisher ausschließlich nationalen Betrachtung des Energiekostenanteils an der Bruttowertschöpfung empfiehlt die Expertenkommission dies auf einen internationalen Vergleich der „Energiestückkosten“ (Anteil der Energiekosten an der Bruttowertschöpfung) auszuweiten. Dadurch können Kostenentwicklungen im internationalen Vergleich besser verglichen werden. Dies erlaubt eine umfassendere Beurteilung der Wettbewerbswirkungen von Energiepreisänderungen (vgl. Abschnitt 11.3).
- **Bestimmung gesamtwirtschaftlicher Nachfrageimpulse:** Für die gesamtwirtschaftlichen Effekte der Energiewende können die gesamtwirtschaftlich zusätzlich ausgelösten Nachfrageimpulse durch die Energiewende entsprechend der Überlegungen in Kapitel 12 beziffert werden.
- **Darstellung der Entwicklung von Stückkosten von Energietechnologien durch technologie-spezifische Lernraten:** Die Diffusion von Innovationen kann auch durch die Entwicklung der Stückkosten und den unterliegenden Lernraten näher dargestellt werden (siehe Abschnitt 10.5).

Geeignete Datengrundlage

41. Die Qualität eines indikatorenbasierten Monitorings hängt in starkem Maße von einer geeigneten Datengrundlage ab. Die Expertenkommission hat daher in beiden bisherigen Stellungnahmen die vorgesehene Novellierung des Energiestatistikgesetzes ausdrücklich begrüßt. Die Expertenkommission bestärkt die Bundesregierung in ihrem Bemühen „intensiv an den Vorarbeiten zu einer Novellierung des Energiestatistikgesetzes“ zu arbeiten. Allerdings besteht auch aufgrund veränderter Strukturen auf den Energiemärkten großer Handlungsbedarf:

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

- Vereinfachung rechtlicher Anordnungen von energierelevanten Statistiken durch Erlass entsprechender Verordnungen,
- Erweiterung der Berichtskreise durch Eröffnung von Möglichkeiten zur Nutzung von Verwaltungsdaten,
- Durchführung regelmäßiger, repräsentativer Stichprobenerhebungen. Insbesondere im Hinblick auf die Erfassung von energierelevanten Daten für den Gebäudesektor und für den sehr diffusen Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD).

2 Nutzung modellbasierter Analysen im Monitoring-Prozess

Das Wichtigste in Kürze

Zur Erstellung des Fortschrittsberichts 2014 formuliert die Bundesregierung auch ex-ante-Analysen, die mithilfe von modellbasierten Studien im Auftrag des BMWi erarbeitet wurden. Da dies der erste Fortschrittsbericht ist, beschäftigt sich die Expertenkommission einmal näher mit grundlegenden Betrachtungen von Modellanalysen und spiegelt diese an den vorliegenden Studien. Damit ist die Absicht verbunden, auch für die zukünftige Ausgestaltung von Modellstudien im Rahmen des Monitoring Prozesses Impulse und Anregungen setzen zu können.

Die Modellrechnungen legen nahe, dass einige Ziele bis 2020 wahrscheinlich nicht erreicht werden. Es wurde versäumt, mit Hilfe der Modellrechnungen herauszufinden, ob die für die Energiewende nachteilige Entwicklung auf exogenen Entwicklungen (Kohlepreise, CO₂-Preise etc.) oder endogenen Entwicklungen (z. B. Rebound-Effekte, Rückstand beim Übertragungsnetzausbau, Auswirkungen des Kernenergieausstiegs etc.) beruht. Dies offenbart einen Handlungsbedarf und die Notwendigkeit von zusätzlichen Maßnahmen. Zudem sollte die Bundesregierung sich auch schon mit der mittelfristigen Zielsetzung bis 2030 beschäftigen. Dies ist für manche Zielgrößen noch nicht geklärt.

Bei einer der Modellrechnungen (der Energiereferenzprognose) wird eine „Prognose der wahrscheinlichen Entwicklung“ aus Sicht der Autoren dargestellt. Es handelt sich jedoch nicht um ein typisches „Business-as-usual“ Szenario, sondern um eine Vorausschau unter der Annahme zusätzlich getroffener Maßnahmen. Im weiteren Prozess des Monitorings sollte darauf geachtet werden, dass neben einem Szenario mit der wahrscheinlichen Entwicklung auch ein Szenario ohne zusätzliche Maßnahmen berechnet wird. Dieses kann dann als Rahmen für notwendiges Handeln dienen. Bei der Nutzung modellbasierter Analysen für den Monitoring-Prozess besteht offensichtlich noch methodischer Weiterentwicklungsbedarf.

42. Im Fortschrittsbericht 2014 soll über eine vergangenheitsorientierte Analyse der Energiewende durch Indikatoren hinaus „(...) ein Ausblick auf die mögliche Entwicklung bis 2020 unternommen [werden]“ (vgl. BMWi, 2014a). Im Rahmen des Monitoring-Prozesses wurden durch das BMWi dazu mehrere

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

Gutachten in Auftrag gegeben. Das Ziel dieser Untersuchungen ist die modellbasierte Analyse möglicher Entwicklungen im Energiebereich bzw. der Erreichung der Energiewende-Ziele. So wird für den Fortschrittsbericht 2014 die „Prognose der wahrscheinlichen energiewirtschaftlichen Entwicklung bis zum Jahr 2030 und ein bis ins Jahr 2050 reichendes Trendszenario“ (Energierferenzprognose) von Prognos / EWI / GWS (2014) als Grundlage genutzt. Diese Art der Analyse ist ein Standardwerkzeug in der Energiepolitik, denn Entscheidungen erfolgen für teils weit entfernte Zukünfte. Dies gilt auch für den Prozess der Energiewende, da hier Ziele bis zum Jahr 2050 avisiert werden. Aufgrund der hohen Investitionskosten der Energieinfrastruktur und der in der Regel langen Betriebsdauer einmal in Betrieb genommener Großanlagen wird durch heutige Entscheidungen im Energiebereich die Zukunft auf lange Sicht festgelegt oder wenigstens stark beeinflusst. Die langen Zeiträume bis zur Marktreife neuer Energietechnologien und bis zum Aufbau neuer Infrastrukturen führen ebenfalls zu hohen Unsicherheiten und damit zu dem Bedarf diese durch Modellierungen einordnen zu können (vgl. Grunwald, 2011). Der Umgang mit Unsicherheit und den möglichen Entwicklungen in der Zukunft sind wichtige Aspekte für den politischen Umgang mit der Energiewende. Dies ist vor allem bei der Transformation eines so umfassenden Systems zu beachten, wie es die deutsche Energieversorgung darstellt. Da nun im Monitoring-Prozess das erste Mal auch mögliche zukünftige Entwicklungen berücksichtigt werden, sollen in diesem Kapitel auch die zugrunde gelegten Modell- und Szenarioanalysen betrachtet werden.

2.1 Energieszenarien und die Darstellung der Zielerreichung

43. Als erste Einordnung der Einschätzungen zur Erreichung der Ziele der Energiewende für das Jahr 2020 wird im Folgenden ein Vergleich verschiedener Berechnungen zur Zielerreichung dargestellt. Die modellbasierten Analysen zeigen deutliche Zielverfehlungen in der Referenzentwicklung bis 2020. Der Aufbau der Darstellung ist dabei wie folgt: Zu den verschiedenen Bereichen der Energiewende werden die bisherigen Entwicklungen seit 2011 sowie die Ziele bis zum Jahr 2050 dargestellt. Zum Vergleich werden die Ergebnisse der Modellierungen der Referenzprognose der Energierferenzprognose 2014, des Aktuelle-Maßnahmen-Szenarios (2012) aus dem Klimaschutzszenario 2050 (Öko-Institut / Fraunhofer ISI, 2014) sowie eine lineare Fortschreibung heran-

Nutzung modellbasierter Analysen im Monitoring-Prozess

gezogen, soweit vorhanden. Die nachfolgenden Tabellen zeigen an manchen Stellen auch politischen Handlungsbedarf für die Zielformulierung im Jahr 2030. Hierzu sollte sich die Bundesregierung mit der Definition von mittelfristigen Zielen für die Zeit nach 2020 beschäftigen. Diese ist für manche Zielgröße noch nicht geklärt.

44. Die Referenzprognose ist das zentrale Element der von einem Instituts-konsortium für das BMWi erarbeiteten Energiereferenzprognose 2014. In dieser Prognose wird die aus Sicht der Bearbeiter wahrscheinliche Entwicklung der Energiemärkte bis 2030 dargestellt, die aber zusätzliche, im Einzelnen allerdings nicht spezifizierte, politische Maßnahmen unterstellt und sich insoweit von einem „business as usual“-Szenario deutlich unterscheidet (Prognos / EWI / GWS, 2014). Im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) aus dem Klimaschutzszenario 2050 werden dagegen nur diejenigen Maßnahmen berücksichtigt, die bis Oktober 2012 ergriffen worden sind. Dieses Szenario bildet den Ist-Stand der energie- und klimapolitischen Rahmensetzungen ab (Öko-Institut / Fraunhofer ISI, 2014). Zusätzlich wird eine lineare Fortschreibung der bisherigen Entwicklungen durchgeführt. Eine lineare Fortschreibung, die auf dem Trend vom Basisjahr des Ziels bis zum Jahr 2013 beruht, ist für die kurze Frist hilfreich, um die aktuelle Entwicklung zumindest einzuordnen und kurzfristigen Handlungsbedarf anzuzeigen.

45. Natürlich sind verschiedene Szenarien nur mit Einschränkungen vergleichbar. Diese und weitere Aspekte, die bei der Interpretation von modellbasierten Analysen beachtet werden sollten, werden in Abschnitt 2.2 tiefergehend erläutert. Außerdem stellt eine lineare Fortschreibung keinen gleichwertigen Ersatz zu den hier ebenfalls dargestellten, aber weitaus komplexeren Modellierungen dar. Diese bietet nur einen groben, sehr vereinfachten Überblick über die Entwicklungen der Energiewende-Ziele, der sehr stark vergangenheitsbezogen ist. Die Abschätzungen legen nahe, dass einige Ziele in der Referenzentwicklung bis 2020 wahrscheinlich deutlich nicht erreicht werden.

46. Im Rahmen der Erreichung der Treibhausgasemissionsziele ist zu erkennen, dass die Ziele zur Reduktion der Treibhausgasemissionen in keinem der Modelle erreicht werden. In der Energiereferenzprognose 2014 sowie dem Klimaschutzszenario 2050 werden Verfehlungen von rund fünf Prozentpunkten errechnet. Die lineare Fortschreibung der vergangenen Entwicklungen würde

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

sogar eine Verfehlung um 10 Prozentpunkte bedeuten. Weitergehende Einschätzungen und Analysen zu dieser Zielverfehlung finden sich in Kapitel 4.

Treibhausgasemissionen	2011	2012	2013	2020	2030	2040	2050
Treibhausgasemissionen (ggü. 1990)	-26,4 %	-24,7 %	-22,6 %	-40 %	-55 %	-70 %	-80 % bis -95 %
Referenzprognose				-36 %	-43 %	-54 %	-65 %
Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)				-35 %	-45 %	-52 %	-56 %
Lineare Fortschreibung				-30 %	-	-	-

47. Die Erreichung der Ziele im Bereich des Energieverbrauchs und der Energieeffizienz ist ähnlich wie im Bereich der Treibhausgasemissionen nicht gesichert. Allerdings ist hier das Bild differenzierter. So wird das Ziel der Senkung des Primärenergieverbrauchs in der Referenzprognose nur sehr knapp verfehlt. In dieser wird die aus der Sicht der Bearbeiter wahrscheinliche Entwicklung mit integriert. Wohingegen das Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) sowie die lineare Fortschreibung eine deutliche Zielverfehlung um rund zehn Prozentpunkte vermuten lassen. Bei der Erreichung der Senkung der Ziele des Bruttostromverbrauchs hingegen werden die Ziele annähernd bei einer linearen Fortschreibung und der Referenzprognose erreicht. Das Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) deutet auf eine deutliche Zielverfehlung hin. Weitere Ausführungen zu diesen Aspekten finden sich in Kapitel 5 dieser Stellungnahme.

Nutzung modellbasierter Analysen im Monitoring-Prozess

Effizienz	2011	2012	2013	2020	2030	2040	2050
Primärenergieverbrauch (ggü. 2008)	-5,4 %	-4,3 %	-4,0 %	-20 %	-	-	-50 %
Referenzprognose				-18 %	-27 %	-35 %	-42 %
Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)				-10 %	-	-	-29 %
Lineare Fortschreibung				-9 %	-	-	-
Energieproduktivität EEV p. a.	1,7 %	1,1 %	0,26 %	-	-	-	2,1 %
	(2008-2011)	(2008-2012)	(2008-2013)				(2008-2050)
Referenzprognose				1,9 %	-	-	1,9 %
				(2008-2020)			(2008-2050)
Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)				1,2 %	1,4 %	1,4 %	1,4 %
Lineare Fortschreibung				0,25 %	-	-	-
Bruttostromverbrauch (ggü. 2008)	-1,8 %	-1,9 %	-3,3 %	-10 %	-	-	-25 %
Referenzprognose				-7 %	-10 %	-12 %	-10 %
Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)				-2 %	-	-	0 % ²
Lineare Fortschreibung				-7 %	-	-	-

48. Die Ziele der erneuerbaren Energien als Anteil am Bruttostromverbrauch sowie Bruttoendenergieverbrauch werden in allen Modellen bis zum Jahr 2020 zumindest erreicht oder übererfüllt. Die Auswirkungen der aktuellen Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) in diesem Jahr sind aber noch nicht in den Analysen integriert. Die Impulse, die durch die Neuausrichtung entstehen werden, spiegeln sich also in den Berechnungen nicht wider. Einschätzungen zu den Entwicklungen im Bereich der erneuerbaren Energien finden sich in Kapitel 8.

² Stromverbrauch klassisch -9 % (Enthält nicht Stromverbrauch von Wärmepumpen, Elektro-Straßenfahrzeuge, Luftzerlegung, Elektrolyse, Power-to-Gas H2 für Industrie)

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

Erneuerbare Energien	2011	2012	2013	2020	2030	2040	2050
Anteil am Bruttostromverbrauch	20,4 %	23,5 %	25,3 %	mind. 35 %	mind. 50 %	mind. 65 %	mind. 80 %
Referenzprognose				41 %	52 %	54 %	64 %
Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)				37 %	54 %	61 %	65 %
Anteil am Bruttoendenergieverbrauch	11,5 %	12,4 %	12,0 %	18 %	30 %	45 %	60 %
Referenzprognose				22 %	29 %	33 %	39 %
Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)				18 %	22 %	26 %	28 %

49. Im Verkehrsbereich wird ebenfalls deutlich, dass eine lineare Fortschreibung der vergangenen Entwicklungen nicht zur Zielerreichung führt. Wohingegen nach dem Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) die Maßnahmen zur Zielerreichung ausreichend sind. Allerdings konnte hier die in der Tendenz steigende Entwicklung des verkehrsbedingten Energieverbrauchs in den Jahren 2011 bis 2013 nicht berücksichtigt werden. Auch in der Referenzprognose wird eine deutlich bessere Entwicklung der Zielerreichung gesehen als durch die lineare Fortschreibung. Weiteres zum Verkehrsbereich wird in Kapitel 7 dargestellt und diskutiert.

Verkehrsbereich	2011	2012	2013	2020	2030	2040	2050
Endenergieverbrauch (ggü. 2005)	-0,7 %	-0,6 %	+1 %	-10 %	-	-	-40 %
Referenzprognose				-7 %	-	-	-26 %
Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)				-9 %	-	-	-29 %
Lineare Fortschreibung				+2 %	-	-	-
Anzahl Elektrofahrzeuge	6.547	10.078	17.094	1 Mio.	6 Mio.	-	-
Referenzprognose				0,5 Mio.	2,8 Mio.	-	-
Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)				-	-	-	-

Nutzung modellbasierter Analysen im Monitoring-Prozess

50. Durch die vergleichende Darstellung der Zielerreichung im Jahr 2020 mit Hilfe unterschiedlicher Analysen in den verschiedenen Bereichen der Energiewende wird deutlich, dass außer den Zielen im Bereich der erneuerbaren Energien die meisten Ziele in den verschiedenen Szenarien nicht erreicht werden. Dabei ist zu beachten, dass hier vor allem die Tendenz zu werten ist und weniger die genauen Zahlenwerte der Abschätzungen. Es besteht also in vielen Bereichen Handlungsbedarf, um die Ziele der Energiewende bis zum Jahr 2020 zu erreichen. Dabei sollte der Fokus auf das Jahr 2050 nicht aus dem Blick verloren werden. Wie diese Zielverfehlungen zu verhindern sind und durch Maßnahmen gegengesteuert werden kann, wird durch die Diskussionen in den folgenden Kapiteln dargestellt. Außerdem sollten zielgerichtet Maßnahmen vor allem in den Bereichen der Oberziele diskutiert werden. Wohingegen die Erreichung von Nebenzielen, wie bspw. die Anzahl an Elektrofahrzeugen, nicht zu unnötig ineffizienten Maßnahmen verleiten sollte. Dort sollte eine Abwägung über die „Zielfähigkeit“ für die Oberziele und damit eine Priorisierung von Maßnahmen erfolgen.

51. In der aktuellen Situation hätte man sich eine eingehende Analyse der Ursachen für die Zielverfehlungen gewünscht. Tatsächlich weist der Fortschrittsbericht auf einige für die Energiewende nachteilige exogene Entwicklungen hin (Kohlepreise, CO₂-Preise etc.), nicht aber darauf, dass auch endogene Entwicklungen (z. B. Rebound-Effekte, Rückstand beim Übertragungsnetzausbau, Auswirkungen des Kernenergieausstiegs etc.) für die erkennbaren Zielverfehlungen etwa bei der Energieeffizienz und bei den Treibhausgasemissionen verantwortlich sein dürften. Dadurch ist eine Beurteilung der jetzt erforderlichen zusätzlichen Maßnahmen noch schwieriger. Es wäre empfehlenswert, mit geeigneten Mitteln retrospektiv den Einfluss der exogenen gegenüber den endogenen Effekten zu überprüfen bzw. zu quantifizieren (etwa mit Hilfe der seinerzeit zur Energiewende-Konzeption herangezogenen Modelle). Das würde eine Beurteilungsgrundlage dafür liefern, wie stark interne Entwicklungen und unzureichend wirkende Maßnahmen die erkennbaren Defizite prägen.

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

2.2 Anforderungen an Modellanalysen

52. Modellbasierte Analysen sind wichtige Grundlagen für politische Entscheidungen. Darüber hinaus ist das Energieversorgungssystem für die Daseinsvorsorge und die wirtschaftliche Entwicklungs- und Leistungsfähigkeit der Volkswirtschaft von essentieller Bedeutung. Um Unsicherheiten und mögliche Entwicklungen abbilden zu können, werden verschiedene Instrumente eingesetzt. Die Bundesregierung, im Speziellen das BMWi und BMU (jetzt BMUB), haben in den letzten Jahren wiederholt Prognosen und Szenarien in Auftrag gegeben. So basierte das Energiekonzept der Bundesregierung aus dem Jahr 2010 auf den Szenariorechnungen von Prognos / EWI / GWS (2010). Diesen Ansatz hat das BMWi weitergeführt und nimmt als Grundlage für den Fortschrittsbericht 2014 die „Prognose der wahrscheinlichen energiewirtschaftlichen Entwicklung bis zum Jahr 2030 und ein bis ins Jahr 2050 reichendes Trendszenario“ (Energierferenzprognose) von Prognos / EWI / GWS (2014). Die Bundesregierung betont, dass „[b]ei der Erstellung von Prognosen und Szenarien stets bestimmte Annahmen gemacht werden [müssen], die die Ergebnisse stark beeinflussen können. Prognosen und Szenarien sind daher grundsätzlich mit Unsicherheiten behaftet“ (vgl. BMWi, 2014a). Sie erläutert diese Aspekte allerdings nicht weitergehend. Aus Sicht der Expertenkommission bedarf es einer weiterführenden Einordnung der Prognosen und Szenarien sowie Hinweise auf relevante Aspekte der Erstellung, Veröffentlichung sowie Interpretation solcher Analysen. Nachfolgende Aspekte sind bei der Nutzung von modellbasierten Analysen zu beachten:

- Auswahl der Modelle
- Auswahl der Szenario-/Prognosetypen
- Wahl der Rahmenbedingungen
- Transparenz und Dokumentation
- Anforderungen an Sensitivitätsanalysen
- Interpretation modellbasierter Analysen
- Integration von Maßnahmen

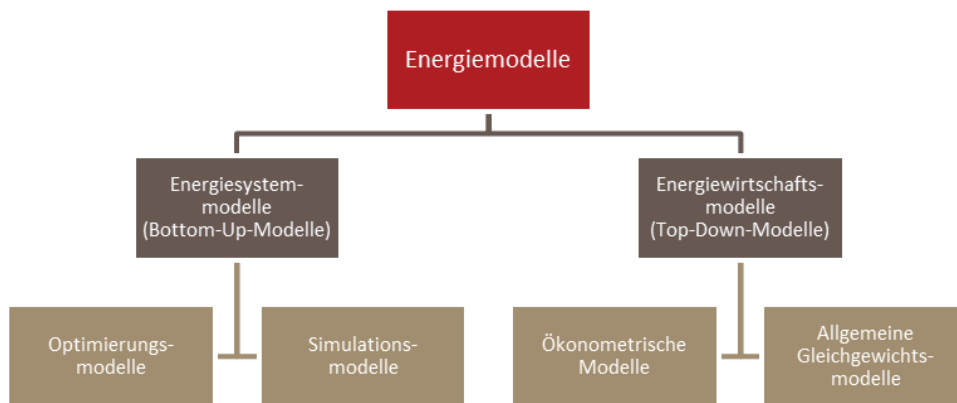
Auswahl der Modelle

53. Bei der Nutzung und Interpretation von Ergebnissen modellbasierter Berechnungen sind zuallererst die Implikationen aus der Auswahl der Modelle

Nutzung modellbasierter Analysen im Monitoring-Prozess

an sich zu berücksichtigen. Denn mit der Wahl des genutzten Modells trifft der Auftraggeber bereits eine Entscheidung über weitere Aspekte des Prozesses und vor allem den Raum der Unsicherheiten, der durch die Modelle abgebildet werden kann. So können sich die Modelle hinsichtlich des Zeithorizonts, der Systemperspektive, des Umgangs mit Unsicherheiten oder der theoretischen Annahmen unterscheiden, wobei anzumerken ist, dass diese Auflistung bei weitem nicht vollständig ist. Grundlegend kann zwischen zwei Gruppen von Modellen unterschieden werden: Energiesystemmodelle (Bottom-Up-Modelle) sowie Energiewirtschaftsmodelle (Top-Down-Modelle). Energiesystemmodelle beschreiben das Energiesystem aus prozessorientierter, technologischer Sicht. Die Grundlage dafür bildet die Darstellung der gesamten Energienutzungskette von der Gewinnung der Primärenergien bis zur Bereitstellung von Nutzenergien oder Energiedienstleistungen. In Energiewirtschaftsmodellen wird nicht nur der Energiesektor abgebildet, sondern darüber hinaus auch nichtenergetische Produktions- und Konsumaktivitäten in unterschiedlichen Sektoren der Volkswirtschaft (vgl. Böhringer, 1999).³ Nachfolgend werden kurz die wichtigsten Aspekte verschiedener Modelltypen erläutert.

Abb. 2-1: Übersicht Energiemodelle



Quelle: Eigene Darstellung

³ In den letzten Jahren werden zudem Hybrid-Modelle genutzt, welche Eigenschaften beider Typen kombinieren.

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

54. Durch Energiesystemmodelle lassen sich langfristige Entwicklungen des Energiesystems bei unterschiedlichen Rahmenbedingungen detailliert untersuchen. Es handelt sich dabei um partielle Gleichgewichtsmodelle. Innerhalb der Gruppe der Energiesystemmodelle können weiterhin zwei Modelltypen unterschieden werden: Optimierungs- und Simulationsmodelle. Lineare Optimierungsmodelle können im Wesentlichen dazu genutzt werden kosteneffiziente Handlungsoptionen bei vorgegebenen Randbedingungen zu ermitteln. Simulationsmodelle sind für Fragestellungen geeignet, bei denen die Handlungsoptionen vorgegeben sind und vor allem deren Auswirkungen analysiert werden sollen. Es wird dabei kein Optimierungskalkül unterstellt (vgl. FORUM, 2002).

55. Energiewirtschaftsmodelle bilden die Volkswirtschaft hingegen als Ganzes ab. Innerhalb der Gruppe der Energiewirtschaftsmodelle können ebenfalls zwei Modelltypen unterschieden werden: Ökonometrische Modelle sowie Allgemeine Gleichgewichtsmodelle. Bei Ökonometrischen Modellen werden wesentliche Modellparameter mittels statistischer Verfahren geschätzt. In Allgemeinen Gleichgewichtsmodellen können wechselseitige Abhängigkeiten und Rückkopplungseffekte zwischen den verschiedenen Teilsektoren einer Volkswirtschaft berücksichtigt werden. Sie erreichen aber nicht den gleichen technologischen Detaillierungsgrad wie die Gruppe der Energiesystemmodelle (vgl. IER / RWI / ZEW, 2010).

56. Bei der Modellierung der Energiereferenzprognose 2014 durch das Konsortium aus Prognos, EWI und GWS wurden folgende Modelle genutzt: Das Prognos Weltwirtschaftsmodell VIEW, das langfristige Simulationsmodell für die europäischen Strommärkte DIMENSION sowie das makroökonomische Simulations- und Prognosemodell PANTA RHEI. Das Ziel der Energiereferenzprognose 2014 ist die Abbildung der wahrscheinlichen energiewirtschaftlichen Entwicklungen bis zum Jahr 2030. Hierbei stehen der Energieverbrauch und die Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Vordergrund.

57. In der Energiereferenzprognose 2014 werden ein sektoral differenziertes Bottom-up-Simulationsmodell für die Energienachfrage sowie ein Optimierungsmodell für den Strommarkt genutzt. Die Vorteile der Nutzung eines Simulationsmodells zur Modellierung des Endenergieverbrauchs liegen in der guten Abbildbarkeit des Akteursverhaltens durch die implementierten Ent-

Nutzung modellbasierter Analysen im Monitoring-Prozess

scheidungsregeln. Allerdings ist dabei auch zu beachten, dass die Entscheidungsregeln die Modellergebnisse bestimmen und die Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Regeln nicht eindeutig bestimmbar sind. Optimierungsmodelle können die bestmöglichen Systemanpassungen an sich verändernde Rahmenbedingungen darstellen. Es wird allerdings angenommen, dass perfekte Märkte mit vollständigen Informationen sowie eine perfekte Voraussicht in die Zukunft vorherrschen. Somit kann ein in der Realität vorkommendes strategisches bzw. Marktmachtverhalten nicht implementiert werden.

58. In dem genutzten Energiesystemmodell können allerdings nur Aussagen über die in den Systemgrenzen enthaltenen Sektoren gemacht werden. So können in diesem Rahmen keine gesamtwirtschaftlichen Aussagen getroffen werden. Durch die Verknüpfung des partiellen Energiesystemmodells mit dem makroökonomischen Simulations- und Prognosemodell PANTA RHEI wird versucht die Wechselwirkungen zwischen Energiesystem und Volkswirtschaft abzubilden. Dies birgt allerdings Unsicherheitsquellen, da bereits mit Unsicherheit behaftete Parameter in der weitergehenden Modellierung genutzt werden. In der Energiereferenzprognose 2014 sehen diese Verknüpfungen wie folgt aus: Mit Hilfe des Energienachfragemodells von Prognos wird die Energienachfrage modelliert. Diese Daten dienen neben anderen Daten teilweise als Grundlage für das Strommarktmodell des EWI. Die Ergebnisse beider Modellierungen fließen dann in das durch GWS genutzte Modell PANTA RHEI in welchem die gesamtwirtschaftlichen Effekte der Entwicklungen abgebildet werden. Diese Aspekte sind zu beachten, es wäre allerdings vermessen zu sagen, dass dies nicht bei allen anderen Modellierungen ebenfalls der Fall ist. Denn ein komplexes System wie das Energiesystem und dessen Einbettung in der Volkswirtschaft kann nicht nur durch ein einziges Modell abgebildet werden.

Auswahl der Szenario-/Prognosetypen

59. Neben der Auswahl des genutzten Modells stellt die Auswahl des genutzten Szenario- bzw. Prognosetyps eine grundsätzliche Entscheidung bei der Erstellung von modellbasierten Analysen dar. Wichtig zu beachten ist, was mit den Szenarien dargestellt werden soll. Dies sollte offen und eindeutig erörtert werden. So können durch Szenarien verschiedene Situationen abgebildet werden. In Szenarien können extreme Entwicklungen ("worst" und "best" case)

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

gegenüber einem weiteren Vorgehen wie heute („Business as usual“) dargestellt und dadurch eine große Bandbreite abgedeckt werden. Eine eher moderate Bandbreite könnte bspw. durch die Darstellung möglicher „vorstellbarer“ Entwicklungen gemäß einer wahrscheinlichen Ausprägung veranschaulicht werden (vgl. Fleury et al., 2011). „Der Modellentwickler bestimmt also durch die Wahl der Referenz, ob es gegenüber dieser überhaupt zu Verbesserungen kommen kann“ (Böhringer, 1999).

60. In der Energiereferenzprognose 2014 wurde ein hybrider Ansatz aus Ereignis- und Instrumentenszenario für die Referenzprognose bzw. das Trendszenario ausgewählt. Zusätzlich gibt es ein Zielszenario bis zum Jahr 2050. Aus Sicht der Expertenkommission stellt sich die Frage, ob diese Entscheidung unter gegebenen Unsicherheiten bei den gewählten Instrumenten angemessen ist. So könnte ein Aufbau der Szenarioanalysen wie beim World Energy Outlook der Internationalen Energieagentur (IEA) einen sinnvollen Ansatz darstellen. Im World Energy Outlook wird ein sog. „Current Policies Scenario“ entwickelt, welches als Baseline-Szenario, also als Referenz, angesehen werden kann. In diesem werden ausschließlich Politiken und Maßnahmen beachtet, die vor der Erstellung der Szenarien eingeführt wurden. Durch solch ein Szenario ist also ersichtlich, wie eine mögliche Zukunft ohne weitere Maßnahmen aussehen würde. Darüber hinaus wird durch die IEA ein „New Policies Scenario“ entwickelt. In diesem Szenario werden dann auch Maßnahmen betrachtet, welche angelehnt an die politischen Ziele wahrscheinlich sind, vergleichbar mit dem Trendszenario der Energiereferenzprognose 2014. Zudem wird ein Zielszenario „450 ppm Scenario“ berechnet, welches aufzeigt, wie die politischen Ziele zu erreichen wären, vergleichbar mit dem Zielszenario der Energiereferenzprognose 2014.

61. Dies lässt erkennen, wie wichtig die Annahmen zu Referenzentwicklungen sind. Auch wenn die abgebildeten Szenarien nur eine von vielen möglichen Zukunftsentwicklungen darstellen, können die so gebildeten Szenarien einen Möglichkeitsraum aufspannen, an dem sich die Politik mit zukünftigen Entscheidungen orientieren kann. Im Gegensatz dazu wird in der Energiereferenzprognose 2014 nur ein Teil dieses Raumes durch die Auswahl der Annahmen und Szenarien ausgeleuchtet. Eine reine Baseline wird nicht geschaffen, die wichtig gewesen wäre, um den Einfluss der zusätzlich angenommenen Maßnahmen zu erkennen.

Wahl der Rahmenbedingungen

62. Weiterhin entstehen viele Unsicherheiten durch die Auswahl der Annahmen, die einer modellbasierten Analyse zu Grunde liegen. So müssen durch das Autorenteam Annahmen gesetzt werden, die als wichtige Einflussgrößen auf die Ergebnisse gelten können. Diese Einschränkungen sollten transparent gemacht werden. So kann eine Über- oder Unterschätzung einzelner Entwicklungen in relevanten Bereichen der Analyse große Auswirkungen auf die Ergebnisse haben. Wenn diese Umstände nicht transparent erläutert werden, kann dies ebenfalls Auswirkungen auf die politischen Entscheidungen haben, die auf Grundlage der Analysen getroffen werden. Die Erwartungen zu zukünftigen Entwicklungen sind abhängig von verschiedenen Annahmen. Neben den Annahmen über die Entwicklungen an sich, ist auch das Zeitfenster auf dem die Erwartungsbildung beruht von Bedeutung. Als Beispiel seien hier die Annahmen zur Entwicklung des industriellen Sektors in der Energierferenzprognose genannt. Dort scheint die Erwartungsbildung stark von aktuellen Entwicklungen abzuhängen. Dabei wird postuliert, dass das Wachstum der Industrie bis 2020 um zehn Prozentpunkte höher angenommen wird als noch in den Energieszenarien aus dem Jahr 2010. Es stellt sich hierbei die Frage, ob die Erwartungsbildung auf einem längeren Zeitfenster in der Vergangenheit beruhen sollte, um mögliche Schwankungen zu berücksichtigen.

Transparenz und Dokumentation

63. Bei der Erstellung von modellbasierten Analysen sollte zudem eine ausführliche und transparente Dokumentation des Analysetools sowie der Parameter und Variablen durchgeführt werden. Die Auswahl der Parameter und Variablen, also den exogen vorgegebenen Größen im Gegensatz zu den endogenen Größen des Modells, und der transparente Umgang damit spielen eine wichtige Rolle. Dies ist nicht nur für die Ergebnisse relevant, sondern auch für deren Interpretation mit Blick auf politische Entscheidungen, deren Grundlage diese bilden sollen. Somit ist transparent und eindeutig herauszustellen, welche der Parameter und Variablen als endogene oder exogene Größen zu betrachten sind. Aus Sicht der Expertenkommission werden diese Aspekte gut und anschaulich dargestellt. So werden zu den einzelnen Sektoren bspw. wichtige Einflussgrößen und Annahmen übersichtlich benannt. Dies erleichtert den

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

Überblick maßgeblich und gibt Orientierung. Dabei werden die sog. Grundphilosophie der Entwicklungen sowie wichtige Aspekte und Annahmen erläutert.

64. Wie oben beschrieben wurden auch bei der Erstellung der Energierferenzprognose 2014 mit Unsicherheit behaftete Parameter als Eingangsgrößen verwendet, die selbst aus Modellierungen stammen. Das Zusammenwirken von Parametern als Eingangsgrößen, die bereits an sich Ergebnisse vorgelagerter Modellanalysen sind, ist mit weitergehenden Unsicherheiten behaftet, die ebenfalls transparent dokumentiert und hinreichend erläutert werden sollten, um Interpretationen der Ergebnisse besser einordnen zu können. In den Ausführungen von Prognos / EWI / GWS (2014) wird zwar erläutert, dass „[z]wischen den einzelnen Modellen Schnittstellen definiert [sind], über die die jeweiligen Ergebnisse transferiert werden. Die Konsistenz der Modellergebnisse wird in mehreren Iterationsschritten hergestellt.“ Aber wie dies methodisch ausgestaltet ist, wird allerdings nicht dargelegt und ist somit auch nicht bewertbar. Aber auch exogen vorgegebene Parameter und Rahmendaten müssen einem Konsistenztest unterzogen werden, diese müssen realistische Annahmen und Entwicklungen widerspiegeln. So sind nach Ansicht der Expertenkommission bspw. die Annahmen zur Entwicklung des CO₂-Preises zu überprüfen, dessen angenommener starker Anstieg zumindest hinterfragt werden sollte.

Anforderungen an Sensitivitätsanalysen

65. Neben der Auswahl relevanter Parameter und Variablen ist die Variation relevanter Einflussgrößen, die das Ergebnis maßgeblich beeinflussen können, von großer Relevanz. In Sensitivitätsanalysen kann abgeschätzt werden, welchen Einfluss eine Änderung unsicherer Eingangsgrößen auf das Ergebnis hat. Schönfelder et al. (2011) weisen darauf hin, dass dadurch zwar nicht „(...) die Unsicherheit selbst abgeschätzt werden [kann], doch wird deutlich, hinsichtlich welcher Parameter das Ergebnis besonders sensitiv reagiert.“ Durch Sensitivitätsanalysen und deren transparenter Darstellung können somit robuste Entwicklungen anhand einer konsistenten Auswahl der Sensitivitätsparameter identifiziert werden. In der Energierferenzprognose 2014 werden verschiedene Parameter Sensitivitätsanalysen unterzogen. In der Energierferenzprognose 2014 wird auf eine Änderung der internationalen Brennstoffpreise, der Investitionskosten in erneuerbare Energien sowie höhere CO₂-Preise kon-

Nutzung modellbasierter Analysen im Monitoring-Prozess

trolliert. In diesem Zusammenhang vermisst die Expertenkommission allerdings eine Analyse der Auswirkungen eines niedrigeren CO₂-Preises sowie Änderungen des BIP (positiv wie negativ). Die Expertenkommission schätzt diese Änderungen als wichtige Aspekte ein und spricht diesen relevante Beeinflussungen der Ergebnisse zu. So zeigt sich bspw. in der Energieprognose 2009 (vgl. IER / RWI / ZEW, 2010), dass Veränderungen im BIP nicht unwesentliche Auswirkungen auf die Szenarioergebnisse haben. Zudem werden in den anderen Analysen der Energiereferenzprognose 2014, dem Trend- und Zielszenario, keine weiteren Sensitivitätsanalysen durchgeführt.

Interpretation modellbasierter Analysen

66. Für den politischen Entscheidungsprozess ist natürlich die Interpretation der Ergebnisse der modellbasierten Analysen einer der wichtigsten, wenn nicht der wichtigste Aspekt. So sind die vorher genannten Aspekte Voraussetzung für eine saubere Erarbeitung der Ergebnisse und den transparenten Umgang mit Einflussfaktoren.

67. Anschließend daran ist es bei der Bewertung von Modellstudien auch wichtig, die Ergebnisse aus diesen Studien nicht einfach unkritisch und unreflektiert zu übernehmen. Dieser Prozess muss ebenfalls begleitet werden und beinhaltet zum einen ex-post Bewertungen von Modellanalysen (sind die Wirkungszusammenhänge so wie sie im Modell unterstellt werden) und zum anderen das Überprüfen von gewissen Mindestanforderungen an die Modelle (dies kann z. B. durch einen peer review Prozess für die Modelle – auch durch Veröffentlichungen in referierten Fachzeitschriften – sichergestellt werden). Dabei müssen auch immer die Grenzen von Modellanalysen klar skizziert werden.

68. Auch der Umgang mit der Unsicherheit der Analysen sowie der Ergebnisse ist wichtig. Darüber hinaus ist die Interpretation durch die Politik an sich oder die Vorschläge, die in einer solchen Analyse von Autoren gemacht werden, zu beachten. In der Energiereferenzprognose 2014 wird bspw. versucht durch den Vergleich eines Zielszenarios mit einer bedingten Prognose Rückschlüsse auf die Wirkungen von Maßnahmen etc. zu ziehen. Es stellt sich allerdings die Frage, ob und unter welchen Voraussetzungen durch den Vergleich von zwei Szenarien der Effekt von bestimmten Maßnahmen abgeschätzt werden kann (vgl. Grunwald, 2014). So wird zwar ein Möglichkeitsraum für die

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

Zukunft aufgespannt, einzelne Beziehungen und Wechselwirkungen sind allerdings nicht eindeutig ablesbar und unterliegen Unsicherheiten, die sich bei einer vergleichenden Analyse potenzieren. So stellen Schönfelder et al. (2011) heraus: „Von zentraler Bedeutung für die Interpretation der Ergebnisse von Modellen ist, dass diese in den meisten Fällen lediglich eine Denkhilfe darstellen und helfen sollen, Entscheidungen strukturiert und gut informiert zu treffen“. Von geringerer Bedeutung sind hingegen die exakten Zahlen als Ergebnis der Modelle: „Modeling for insights, not numbers“. So könnte neben den Punktprognosen wie in der Energiereferenzprognose 2014 eine Bandbreite der Ergebnisse dargestellt werden. Dies würde die Unsicherheiten verdeutlichen, die mit der Erstellung solcher Szenarien einhergehen. In diese Darstellungen und Erläuterungen könnten auch die Sensitivitätsanalysen integriert werden.

Integration von Maßnahmen

69. Die Integration von Maßnahmen in modellbasierte Analysen stellt einen wichtigen Aspekt für den Monitoring-Prozess dar, da die Erreichung der Energiewende-Ziele über verschiedenste Instrumente und Maßnahmenbündel realisiert wird. Die Integration sowie die genutzten Annahmen und Rahmenbedingungen sollten transparent und gut dokumentiert erfolgen, damit die Entscheidungen nachvollziehbar werden. So ist darzulegen, welche politischen Maßnahmen und welche Wirkungsmechanismen dieser Maßnahmen für die Referenzrechnung konkret unterstellt werden. Sind diese Spezifikationen empirisch belastbar und welche Befunde finden sich in der Literatur? Genauso wichtig wie die Wirkungen in Referenzszenarien sind die angenommenen Maßnahmen und deren Wirkungen für Alternativszenarien. Von wem werden die Maßnahmen ausgewählt und welche Wirkungen werden diesen zugeschrieben? Die Auswahl sollte natürlich berücksichtigen, ob die Maßnahmen auch realistisch umgesetzt werden können.

70. Zudem sind neben den Wirkungen auch Wirkungshemmnisse, Unsicherheiten sowie einhergehende Pfadabhängigkeiten und lock-in Effekte zu berücksichtigen und zu erläutern. Neben den Wirkungen einzelner Maßnahmen sind auch Wechselwirkungen von Maßnahmenbündeln zu beachten. So können Wechselwirkungen zwischen Einzelmaßnahmen dazu führen, dass die gesamten Wirkungen geringer sind als die Summe der Einzelwirkungen. Für eine aussagekräftige Bewertung von Maßnahmenbündeln ist neben der Ein-

Nutzung modellbasierter Analysen im Monitoring-Prozess

zelanalyse der Maßnahmen also ein weitergehender Analyseansatz notwendig, bei dem möglichst auch Wechselwirkungen berücksichtigt werden (vgl. Böhringer, 1999). In der Energiereferenzprognose 2014 kann dies nicht geleistet werden. Dort können die Wirkungen einzelner energie- und Klimaschutzpolitischer Instrumente nicht abgeschätzt werden. Es werden hingegen die Veränderungen im Zusammenwirken von Politik, Technologie, Preisen und Präferenzen, die sich auf der Ebene der technischen Maßnahmen zeigen, dargestellt. Weitergehende Aspekte der ex-ante Evaluation von Maßnahmen und Maßnahmenbündeln werden in Abschnitt 3.4 erläutert.

Einbindung modellbasierter Analysen in den Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

71. Die herausragende Bedeutung modellgestützter Analysen einerseits und die vielfältigen Herausforderungen modellgestützter Analysen andererseits zeigen die Schwierigkeit von einzelnen, eng abgegrenzten Modellstudien. Um die heterogene Modellierungslandschaft im Energiebereich in Deutschland für den Monitoring-Prozess der Energiewende und insbesondere den Fortschrittsbericht zu nutzen, schlägt die Expertenkommission vor, die modellgestützte Begleitung stärker zu institutionalisieren. Die verschiedenen modellbasierten Gutachten sollten stärker miteinander verknüpft werden und systematisch offene Fragen schrittweise geschlossen werden. Es wäre zu erwägen, in Zukunft nicht nur ein Gutachten eines Modellierungskonsortiums als Grundlage für den Fortschrittsbericht zu nutzen. So stehen verschiedene Modelle und Teams zur Verfügung, die Entwicklungen aus unterschiedlichen Perspektiven beleuchten können und somit ein breiteres Bild über mögliche Zukunftsentwicklungen geben. Dies kann eine bessere Grundlage für zukünftige Entscheidungen bieten. In jedem Fall sollte die Einrichtung eines wissenschaftlichen Begleitkreises die Bearbeitung der Modellanalysen durch regelmäßige Diskussionen mit den Bearbeitern unterstützen.

72. Für die Nutzung dieser Heterogenität sprechen ebenfalls die oben dargestellten Einschränkungen modellbasierter Analysen und der durch die Energiewende induzierte große Bedarf an Beratungsleistungen aufgrund der Transformation des Energiesystems mit Zielsetzungen bis zum Jahr 2050. So können die verschiedenen Aspekte und Blickwinkel der einzelnen Modelle möglichst konsistent zusammen gebracht werden und der Prozess der Energiewende

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

zielführend weiterentwickelt werden. Da in verschiedenen Ministerien und Forschungseinrichtungen entsprechende Arbeiten durchgeführt werden, wäre eine stärkere Ausrichtung dieser Arbeiten auf die Anforderungen der Energiewende bereits ein wichtiger erster Schritt.

73. Aus der vorherigen Diskussion der Rahmenbedingungen der Modellanalysen geht hervor, dass ein Vergleich heterogener Ergebnisse unter Berücksichtigung der jeweiligen Modellrahmenbedingungen eine gute Indikation für sehr belastbare Aussagen liefert. Neben den Modellansätzen als solches sind auch die Annahmen der Modellierungsteams unterschiedlich, welche Entwicklungen, Maßnahmen und Instrumente diese für realistisch halten und welche Daten als Grundlage verwendet werden. In jedem Modell werden die Politiken anders umgesetzt und führen zu unterschiedlichen Interpretationsmöglichkeiten, welche transparent diskutiert werden sollten. Eine stärker integrierende Vorgehensweise wäre daher für den Gesamtprozess des Fortschrittsberichts sowie der Energiewende wichtig.

3 Bewertung von Maßnahmen

Das Wichtigste in Kürze

Aus Sicht der Expertenkommission ist eine evidenzbasierte Analyse, d. h. eine auf empirischen Belegen basierende Untersuchung, einzelner Maßnahmen im Rahmen der Energiewende wichtig, um deren Wirksamkeit hinsichtlich der Zielerreichung zu überprüfen. In der Vergangenheit wurde bereits auf die herausragende Bedeutung der systematischen Maßnahmenevaluation hingewiesen.

Der Fortschrittsbericht 2014 beschäftigt sich zwar mit der Evaluation von energiepolitischen Maßnahmen, jedoch findet eine tiefergehende, systematische Analyse nicht in ausreichendem Maße statt. Dies betrifft vor allem den Nachweis der Wirksamkeit und der Zielerreichung der Maßnahmen. In diesem Kapitel geht es daher um einen methodischen Beitrag zur zukünftigen Evaluation von Maßnahmen im Rahmen des Monitoring-Prozesses. Wir unterscheiden Methoden nach dem Einsatzzeitpunkt der Evaluation (ex-ante und ex-post) sowie nach der Betrachtung der Zielgruppe der Maßnahmen (Individual-ebene und Aggregatsebene).

Zudem gibt es verschiedene Abstufungen in der Stringenz der Wirkungsanalyse. Diese geht von einer reinen Beschreibung der Maßnahme mit einem Mindestmaß an quantitativen Angaben, z. B. über Ziel, Zielgruppe und Kosten der Maßnahme, über deskriptive statistische Analysen und Korrelationsanalysen bis hin zu aktuellen Methoden der Evaluationsforschung, mit denen Ursache-Wirkungs-Zusammenhänge bestimmt werden können.

Die Expertenkommission stellt hier exemplarisch drei unterschiedliche Vorgehensweisen anhand der Stromsteuer, der Lastabschaltverordnung und des EEG dar. Die beiden erstgenannten Maßnahmen scheinen keine direkte Lenkungswirkung entfaltet zu haben bzw. es ist anzunehmen, dass dieses insbesondere im Falle der Lastabschaltverordnung nicht kosteneffizient erfolgt. Die Wirkung des EEG auf den Zubau von Windenergieanlagen kann jedoch nachgewiesen werden, und die standortspezifische Förderung geht nicht mit großen Effizienzverlusten einher.

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

3.1 Maßnahmenevaluation im Rahmen des Fortschrittsberichts

74. Der jährliche Bericht der Bundesregierung soll den Vergleich der aktuellen Situation (Ist-Zustand) mit den Energiewende-Zielen (Soll-Zustand) ermöglichen. Indikatoren spielen hier eine wichtige Rolle, denn sie verdichten Daten, um umfangreiche Informationen kompakt und verständlich darzustellen. Indikatoren lassen jedoch keine Rückschlüsse über die Effektivität und Effizienz einzelner Maßnahmen zu. Aus Sicht der Expertenkommission ist jedoch die evidenzbasierte Analyse einzelner Maßnahmen dringend notwendig, um den Erfolg der Energiewende insgesamt langfristig zu sichern. Nur mit Hilfe einer systematischen Maßnahmenanalyse lassen sich frühzeitig Risiken aufdecken, die sich nicht oder nur sehr stark verzögert in den Indikatoren des Monitorings abbilden lassen. Darunter fallen unzureichende Wirksamkeit, unerwartet hohe Kosten oder unerwünschte Nebenwirkungen von Maßnahmen. Im Rahmen des dreijährlichen Fortschrittsberichts sollen daher weiterführende Analysen von einzelnen Maßnahmen erfolgen.

75. Der aktuelle Fortschrittsbericht der Bundesregierung beschäftigt sich in der Tat mit der Maßnahmenevaluation. Diese verbleibt jedoch oft bei Aufzählungen und verbal-deskriptiven Darstellungen. Eine systematische Analyse einzelner energiepolitischer Maßnahmen der Energiewende findet nicht in ausreichendem Maße statt. Die Expertenkommission hat in den vergangenen Stellungnahmen auf die herausragende Bedeutung der Maßnahmenevaluation und auf die Bedeutung der Erkenntnisse der empirischen Evaluationsforschung für den Fortschrittsbericht hingewiesen. Im Fortschrittsbericht wird noch nicht ausreichend belegt, inwiefern einzelne Maßnahmen ihre Wirksamkeit entfalten und ob sie wirtschaftlich das gesteckte Ziel erreichen. Auch eine Bewertung und Herausarbeitung von Ursache-Wirkungs-Zusammenhängen findet im Fortschrittsbericht noch nicht umfassend statt. Zudem werden zwar Szenarioanalysen miteinbezogen, die auf Annahmen über Ursache-Wirkungs-Beziehungen basieren, jedoch werden diese nicht genau dargestellt. Eine Wirkungsanalyse ist aber durchaus möglich. Dabei soll nicht verkannt werden, dass die Analyse von Ursache-Wirkungs-Zusammenhängen eine große Herausforderung darstellt, Datengrundlagen teilweise noch nicht verfügbar sind und der Aufwand für die Analyse erheblich sein kann.

76. Die Expertenkommission empfiehlt im Rahmen des Fortschrittsberichts eine Untersuchung von Maßnahmen auf Basis verschiedener ex-ante und ex-post Analysemethoden. Ex-ante-Analysen, wie die Folgenabschätzung mit Hilfe von Simulationsmodellen, können Lösungspfade für die wirkungsvolle Umsetzung der Energiewende aufzeigen. Ex-post-Analysen, etwa die Evaluation von Maßnahmen mittels ökonomischer Verfahren, dienen zur Erkennung von Ursachen-Wirkungs-Zusammenhängen mit dem Ziel, die Effektivität und Effizienz der Maßnahme zu bewerten. Vor allem die für die Umsetzung der Energiewende zentralen Maßnahmen sollten einer solchen systematischen Analyse unterzogen werden.

3.2 Methoden evidenzbasierter Evaluation

77. Die systematische Analyse von einzelnen Maßnahmen ist ein wichtiger Schritt hin zu einer evidenzbasierten Energiepolitik und trägt maßgeblich zur Gestaltung von Politikmaßnahmen bei. Zentrale Bestandteile sind dabei die Entwicklung von theoretischen Annahmen und deren empirische Untermauerung durch Fallstudien, statistische Betrachtungen oder Kausalanalysen. Mit Hilfe von ex-ante-Analysen können die Folgen von Maßnahmen bereits vor deren Umsetzung abgeschätzt werden. Ex-post-Analysen fokussieren dagegen auf die Bewertung bereits durchgeführter Maßnahmen. Diese beiden Ansätze verfolgen unterschiedliche Ziele, stehen jedoch in einer wechselseitigen Beziehung. Ex-ante-Analysen beispielsweise können aufzeigen, ob von der Politik ins Auge gefasste Maßnahmen geeignet sind, gegebene Ziele zu erreichen. Dabei sollten Unsicherheiten explizit aufgenommen und eingeordnet werden. Ex-ante Analysen helfen messbare Zielgrößen zu identifizieren und festzulegen, die im Rahmen einer nachgelagerten Evaluation als Referenzpunkt dienen. Ex-post-Analysen liefern Erkenntnisse über Wirkungszusammenhänge. Diese wiederum können genutzt werden, um Folgenabschätzungen empirisch besser abzusichern.

78. Das Spektrum an Methoden zur Analyse von Politikmaßnahmen ist breit. Eine Differenzierung kann zum einen über den zeitlichen Bezug zur Durchführung der Maßnahme erfolgen, zum anderen über die im Fokus stehende wirtschaftliche Einheit. Während sich die zeitliche Differenzierung in ex-ante und ex-post aufgliedert, lässt sich beim Untersuchungsobjekt zwischen Analysen

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

auf Individualebene (z. B. Haushalte oder Firmen) und Aggregatsebene (z. B. Sektoren oder Gesamtwirtschaft) unterscheiden (vgl. Tab. 3-1). Die in Tab. 3-1 genannten Methoden analysieren unterschiedliche Aspekte von Politikmaßnahmen und grenzen sich über verschiedene Stärken und Schwächen voneinander ab. Analysen auf Individualebene versuchen insbesondere kausale Effekte von Politikmaßnahmen zu identifizieren und quantifizieren diese Zusammenhänge. Methodischer Kern ist dabei die kontrafaktische Analyse: Wie wäre es den Individuen ergangen, wenn eine bestimmte Maßnahme nicht ergriffen worden wäre. Allerdings geben diese meist nur geringe Aufschlüsse in Bezug auf gesamtwirtschaftliche Zusammenhänge. Auch die Nutzung von Fallstudien und statistischen Analysen können in der Maßnahmenbewertung analytische Schlussfolgerungen durch Daten empirisch erhärten. Diese Einsichten sollten in weiterführenden modellbasierten Simulationsstudien genutzt werden, um Maßnahmen-Wirkungsketten in den Modellen besser abzubilden. Es gibt also nicht eine optimale Methode, die in allen Bereichen Anwendung finden kann. Vielmehr sollte auf ein ausgewogenes Portfolio an angewandten Methoden zur Analyse von Politikmaßnahmen geachtet werden, dessen Kern die Ursachen-Wirkungsanalyse bildet.

Tab. 3-1: Methoden zur Analyse von Politikmaßnahmen

	Ex-ante-Analyse Vor Umsetzung der Maßnahme	Ex-post-Analyse Nach Umsetzung der Maßnahme
Individualebene Individuen, Haushalte, Unternehmen	Mikrosimulation, Randomisierte Feldexperimente	Fallstudien, Deskriptive Analysen und Korrelationsanalysen (Mikro- daten), Quasi-Experimente
Aggregatsebene Sektoren, Gesamtwirtschaft	Simulation, Numerische Modelle	Deskriptive Analysen und Korrela- tionsanalysen (aggregierte Daten), Zeitreihenanalyse

79. Die Analyse und Bewertung von Politikmaßnahmen birgt komplexe Fragestellungen und sollte sich daher an den Erkenntnissen der modernen Evaluationsforschung orientieren. Faktoren, die den eigentlichen Effekt der zu untersuchenden Maßnahme überlagern oder beeinflussen, können die ex-ante-Analyse wie auch die ex-post-Analyse erschweren. Dies gilt beispielsweise für Mitnahmeeffekte bei Förderprogrammen oder für Wechselwirkungen zwischen Maßnahmen, die ähnliche Ziele verfolgen. Im Rahmen von ex-ante-Analysen, wie z. B. der Folgenabschätzung mittels numerischer Modelle, müs-

sen diese Wirkungen explizit modelliert werden. Bei ex-post-Analysen können rein deskriptive Analysen oder Korrelationsanalysen dieser Problematik oft nur schwer Rechnung tragen. Dies ist bei der Formulierung von Schlussfolgerungen zu beachten. Im Folgenden werden die Herausforderungen der Analyse von Politikmaßnahmen diskutiert und Lösungsansätze vorgestellt.

3.3 Anforderungen an evidenzbasierte Analyse

80. Eine evidenzbasierte Maßnahmenevaluation erfordert ein Mindestmaß an quantitativen Informationen. Diese lassen sich teilweise aus bestehendem Datenmaterial gewinnen, im Regelfall sind jedoch spezifische Studien erforderlich. Fragen zur kontrafaktischen Situation werden dabei häufig leider nicht belastbar untersucht. Immerhin können statistische Analysen helfen, analytische Schlussfolgerungen zu stützen. Die folgende Liste zur Maßnahmenevaluation ist sicher nicht abgeschlossen, bietet allerdings Mindestanforderungen bei der Analyse.

- Ziel der Maßnahme (inkl. Unter-/Nebenziele)
- Zielgruppe der Maßnahme
- Umfang der Maßnahme (z. B. Fördersumme gesamt, Steuerausfall etc.)
- Relevanz der Maßnahme und Bezug zur Energiewende
- Wirkung der Maßnahme gegenüber Referenz (Was wäre passiert, wenn es die Maßnahme nicht gegeben hätte):
 - Abgleich mit Zielsetzung (z. B. Höhe der Einsparung von Energie und/oder Treibhausgasemissionen pro Jahr etc.)
 - Einsparung von weiteren Kosten
 - Vermeidung von weiteren negativen Effekten (z. B. „Carbon Leakage“ etc.)
 - Sonstige Effekte
- Technische Fördereffizienz (z. B. Treibhausgas-Vermeidungskosten (Euro/t CO₂-Äq.) und/oder Energieeinsparungskosten (Euro/GJ))
- Wechselwirkungen mit anderen prioritären (ggf. auch sekundären) Maßnahmen in dem Bereich
- Weitere (gesamtwirtschaftliche) Effekte (z. B. Arbeitsplatzeffekte etc.)

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

3.4 Maßnahmenbewertung in modellbasierten ex-ante Analysen

81. Neben der ex-ante Analyse auf Individualebene durch Mikrosimulationen etc. können Rückschlüsse auf die Wirkungsweisen von politischen Instrumenten auch durch modellbasierte Analysen auf aggregierter Ebene der Gesamtwirtschaft gezogen werden. Bei der modellgestützten ex-ante Analyse von Maßnahmen sind, wie bei der modellbasierten Analyse an sich (vgl. Abschnitt 2.2), verschiedene Modelltypen zu unterscheiden. So können bspw. mit Hilfe von Instrumentenszenarien⁴ Wirkungen der Änderung in den politischen Instrumenten untersucht werden. Mit Zielszenarien⁵ können hingegen Instrumente abgeleitet werden, die für die Erreichung der Ziele notwendig wären (vgl. Prognos / EWI / GWS, 2014).

82. Eine große Herausforderung im Umgang mit politischen Instrumenten besteht darin, diese in numerische Annahmen für das Modell zu übersetzen. Politische Instrumente können direkten Einfluss auf Modellgrößen haben und somit exogen vorgegeben werden. Am Beispiel des Modells PANTA RHEI, das in der in der Energiereferenzprognose 2014 (Prognos / EWI / GWS, 2014) sowie der Studie „Gesamtwirtschaftliche Effekte der Energiewende“ (GWS / EWI / Prognos, 2014) genutzt wird, lässt sich die Implementierung von politischen Instrumenten kurz darlegen. Die Darstellung spezifischer Instrumente und Maßnahmen stellt sich dabei als mehr oder minder komplex dar. So können energiepolitisch motivierte Steuern und Abgaben direkt als exogene Größen Energiepreise erhöhen und damit die Nachfrage ändern. Weiterhin werden dadurch aber auch die Güterpreise über veränderte Stückkosten beeinflusst. Staatliche Maßnahmen im Bereich der Energieeffizienz im Gebäudebereich können bspw. über angenommene zukünftige Energieverbräuche bei Neubauten implementiert werden und langfristig in einem sinkenden Durchschnittsverbrauch resultieren; gleichzeitig verändern sie aber die Baupreise (vgl. Lehr et al., 2011). Spezifische Maßnahme-Wirkungszusammenhänge werden in den Modellen also oftmals bis zu einem gewissen Grade angenommen.

⁴ Im Klimaschutzszenario 2050 wird diese Methodik maßnahmenorientierte Modellierung genannt (vgl. Öko-Institut / Fraunhofer ISI, 2014).

⁵ Im Klimaschutzszenario 2050 wird diese Methodik zielorientierte Modellierung genannt (vgl. Öko-Institut / Fraunhofer ISI, 2014).

Bewertung von Maßnahmen

83. In der Energiereferenzprognose wird darüber hinaus darauf hingewiesen, dass zwischen Instrumenten und Maßnahmen differenziert werden muss. So sind Maßnahmen, im Sinne der Energiereferenzprognose, auf der technischen Ebene angesiedelt, bspw. energetisch höherwertige Sanierungen von Gebäuden oder die Substitution von Ölheizungen durch elektrisch betriebene Wärmepumpen. Wohingegen politische Instrumente dazu eingesetzt werden, um die gewünschten Maßnahmen anzustoßen. Bspw. könnten dies erweiterte KfW-Programme im Gebäudebereich, steuerliche Förderungen, die Verschärfung ordnungsrechtlicher Vorschriften oder auch Informationsprogramme sein. So weist das Konsortium darauf hin, dass nicht untersucht wurde, welche Instrumente konkret eingesetzt werden, um die in den Modellierungen zur Anwendung kommenden technischen Maßnahmen zu realisieren (vgl. Prognos / EWI / GWS, 2014). Dieses Vorgehen ist aus Sicht der Expertenkommission unbefriedigend, steht es doch der Analyse von Wirkungen bestimmter Instrumente entgegen. Der für die politische Einordnung entscheidende Zusammenhang zwischen Instrumenten und Maßnahmen bleibt ungeklärt und die spezifischen Wirkungen einzelner Instrumente werden nicht differenziert dargestellt. Die Ergebnisse können daher auch nur begrenzt handlungsleitend in die Politik wirken.

84. Eine ex-ante Wirkungsanalyse kann durch den Vergleich zweier Modellierungsläufe unter unterschiedlichen Annahmen zu den Rahmenbedingungen der Maßnahme durchgeführt werden. Aus der Differenz dieser beiden Rechnungen können die Wirkungen der Maßnahme abgeschätzt werden. Dabei wird in der Literatur darauf hingewiesen, dass nicht die Niveaus der beiden Prognosen verglichen werden sollten, sondern ausschließlich der relative Unterschied der Ergebnisse der beiden Modellläufe. Zur Absicherung und Darstellung der Robustheit der Ergebnisse müssen umfangreiche Sensitivitätsanalysen durchgeführt werden. Für die Energiewende als Ganzes scheint dieser Ansatz allerdings kaum anwendbar, da durch das Energiekonzept, die Beschlüsse zur Energiewende sowie weitergehende politische Entscheidungen ein komplexes Bündel an Instrumenten und Maßnahmen realisiert wurden und werden. Nichtsdestotrotz muss das Ziel sein, einzelne zentrale Maßnahmen explizit zu modellieren. Dies ermöglicht nicht nur die Analyse von Maßnahmenvarianten, sondern auch die Untersuchung möglicher Interdependen-

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

zen. In jedem Fall sind die einzelnen Annahmen transparent und nachvollziehbar darzustellen sowie die Zusammenhänge im Modell zu erläutern.

3.5 Analyse der ursächlichen Wirkung

85. Eine Vielzahl von energiepolitischen Maßnahmen wird eingesetzt, um die Energiewende-Ziele zu realisieren. Die Instrumente unterscheiden sich erheblich hinsichtlich Adressaten, Umfang und Art der durchgeführten Intervention. Bei der individuellen Überprüfung der Effektivität und Effizienz der eingesetzten Maßnahmen wird empfohlen, wenn möglich auf Methoden und Erkenntnisse der empirisch-kausalanalytischen Wirkungsforschung zurückzugreifen. Diese hat sich als moderner wissenschaftlicher Standard zur Identifizierung und Quantifizierung ursächlicher Wirkungen etabliert. In anderen Bereichen wie beispielsweise der Arbeitsmarktpolitik werden diese Methoden bereits seit längerem vermehrt angewandt. Auch der Wissenschaftliche Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie hat sich für den verstärkten Einsatz von Methoden der modernen Evaluationsforschung in der Wirtschaftspolitik ausgesprochen (BMW, 2013a).

86. Evidenzbasierte Wirtschaftspolitik stellt ebenfalls Anforderungen an die politischen Prozesse, die mit der Umsetzung von Maßnahmen verbunden sind. So beginnt die Evaluation einer Politikmaßnahme bereits vor deren Durchführung mit der Festlegung der Ziele. In diesem Stadium sollten messbare Größen bestimmt werden, mit deren Hilfe die Wirksamkeit der Politikmaßnahme im Nachhinein begutachtet werden kann. Vor und während der Umsetzung der Politikmaßnahme werden Daten auf Mikroebene gesammelt, die eine empirische Analyse der ursächlichen Wirkung ermöglichen. Bei der Erhebung dieser Daten bietet es sich an das Statistische Bundesamt einzubinden, da so auf bereits vorhandene Strukturen und Expertise einer unabhängigen Institution zurückgegriffen werden kann. Zudem würde eine Kooperation den Zugang zu den bereits vorhandenen Mikrodaten vereinfachen. Die Evaluation selbst sollte ergebnisoffen sein und durch unabhängige Forscher durchgeführt werden, die bereits bei der Erhebung der Daten miteinbezogen werden sollten. Nach Abschluss der Evaluation sind die Ergebnisse der Studien ohne Vorbehalte zu veröffentlichen und anderen Wissenschaftlern der Zugriff auf die zu Grunde liegenden Daten zu ermöglichen. Auch hier könnten bereits vorhandene Struk-

turen des Statistischen Bundesamtes in Form der Forschungsdatenzentren genutzt werden. Auf Basis der Ergebnisse der empirischen Wirkungsanalyse kann im Anschluss eine Kosten-Nutzen-Analyse der betrachteten Politikmaßnahme durchgeführt werden. In seiner Ganzheit bildet der hier dargestellte Evaluationsprozess einen wichtigen Schritt hin zu einer evidenzbasierten Energiepolitik.

87. Die wissenschaftlichen Methoden zur Analyse der Wirkung politischer Maßnahmen haben sich in den vergangenen zwanzig Jahren kontinuierlich verbessert (Angrist und Pischke, 2010). Aktuelle Studien im Bereich der empirischen Wirkungsforschung fokussieren auf die Identifikation kausaler Effekte von sich verändernden Umständen oder Rahmenbedingungen, wie z. B. Politikmaßnahmen. Das Ziel ist die Isolierung des zu untersuchenden Effekts von sich überlagernden Wirkungen und Einflüssen anderer Faktoren. Vor allem durch die Anwendung von randomisierten Feldexperimenten und quasi-experimentellen Analysemethoden konnte so ein Beitrag zur Evaluationsforschung geleistet werden. Im Folgenden sollen diese beiden Instrumente der empirischen Wirkungsforschung vorgestellt werden und mögliche Anwendungsfelder im Bereich der Energiepolitik aufgezeigt werden.

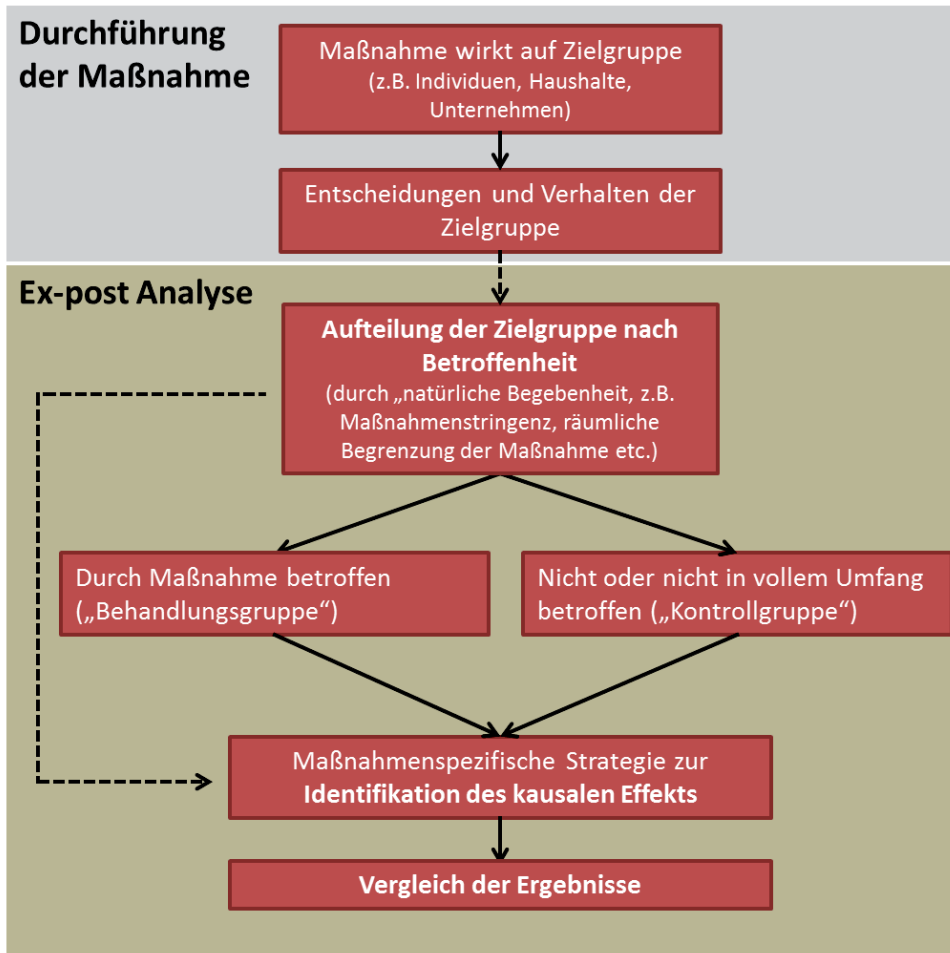
88. Mit Hilfe von randomisierten Feldexperimenten kann die Wirkung von Maßnahmen in der *natürlichen Umgebung* der Zielgruppe unter realen Bedingungen untersucht werden (Harrison und List, 2004). Randomisierte Feldexperimente lassen Analysen *vor* der tatsächlichen Einführung der zu untersuchenden Politikmaßnahme zu. Per Zufall werden einzelne Akteure der Zielgruppe (z. B. Haushalte) der Politikmaßnahme (z. B. Maßnahme zur Förderung der Energieeffizienz in Haushalten) in eine Behandlungs- und eine Kontrollgruppe eingeteilt. Nur die Behandlungsgruppe wird der Politikmaßnahme in vollem Umfang ausgesetzt, während die Kontrollgruppe unbehelligt bleibt. Die zufällige Aufteilung stellt bei ausreichender Größe der beiden Gruppen sicher, dass sich die beiden Gruppen nicht systematisch unterscheiden. So können durch den Vergleich der durchschnittlichen Zielgrößen (z. B. Energieverbrauch eines Haushaltes) der beiden Gruppen schließlich Aussagen über die kausalen Effekte der Politikmaßnahme getroffen werden. Randomisierte Feldexperimente zeichnen sich durch ihre hohe Zuverlässigkeit bei der Ermittlung kausaler Effekte innerhalb der Zielgruppe aus (interne Validität). Je nach Anwendungsfall

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

kann die Durchführung dieser Art von Studie jedoch mit hohen Kosten verbunden sein.

89. Zur Untersuchung bereits abgeschlossener oder in der Durchführung befindlicher Maßnahmen werden quasi-experimentelle Studien durchgeführt. Hier werden Ausnahmetatbestände von Maßnahmen genutzt, um die ursächliche Wirkung der Maßnahme abzuschätzen. Mögliche Anwendungsfälle beziehen sich also auf Politikmaßnahmen, bei denen Teile der Zielgruppe entweder gar nicht oder zumindest nicht in vollem Umfang betroffen sind (vgl. Abb. 3-1). Hierbei werden zunächst Daten über Entscheidungen oder Verhalten der Zielgruppe (Individuen, Haushalte, Unternehmen) erhoben. Erst ex-post wird durch geeignete Aufteilung zwischen einer Gruppe, die von der Maßnahme voll betroffen wird (Behandlungsgruppe), und einer Gruppe, die von einer Maßnahme nicht oder nicht in vollem Umfang betroffen wird (Kontrollgruppe), unterschieden. Wird die gesamte Zielgruppe durch die Politikmaßnahme erfasst, ist es nicht möglich eine Kontrollgruppe zusammenzustellen und somit eine quasi-experimentelle Studie durchzuführen. Der Kern einer quasi-experimentellen Studie bildet die Vorgehensweise zur Isolation der Effekte der zu untersuchenden Politikmaßnahme (Identifikationsstrategie). Bei der Gestaltung der Identifikationsstrategie muss berücksichtigt werden, dass die Aufteilung in Behandlungs- und Kontrollgruppe nicht zufällig erfolgt. Demnach hängt die Identifikationsstrategie stark von den natürlichen Gegebenheiten und der Ausgestaltung der Politikmaßnahme ab (etwa unterschiedliche Maßnahmenstringenz, räumliche Begrenzung der Maßnahme).

Abb. 3-1: Schematischer Aufbau einer Quasi-experimentellen Studie



Quelle: Eigene Darstellung

90. Ein häufig gewählter Ausgangspunkt für die Identifikation kausaler Effekte im Rahmen von quasi-experimentellen Studien ist der Vergleich von Behandlungs- und Kontrollgruppe vor und nach der Einführung einer Politikmaßnahme. Der sogenannte Differenzen-in-Differenzen Ansatz stellt die Entwicklung der beiden Gruppen über die Zeit gegenüber. Eine abweichende Entwicklung der Zielgrößen nach der Durchführung der Politikmaßnahme lässt Rückschlüsse über den kausalen Effekt zu. Ein weiterer quasi-experimenteller Ansatz ist das Regressions-Diskontinuitäten-Design. Dieser kann beispielsweise angewendet werden, wenn eine Politikmaßnahme nur Angehörige der Zielgruppe betrifft, die einen von der Politik festgelegten Schwellenwert über-

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

schreiten. Durch eine Gegenüberstellung der Akteure knapp oberhalb des Schwellenwertes mit Akteuren knapp darunter, werden eine Behandlungs- und eine Kontrollgruppe bestehend aus sehr ähnlichen Probanden miteinander verglichen. Eine Identifikation des kausalen Effekts ist so unter relativ einfach zu überprüfenden Annahmen möglich. Eine dritte Herangehensweise, den kausalen Effekt einer Maßnahme zu identifizieren ist der Instrumentvariablen-Ansatz. Dieser kommt in der Regel zum Einsatz, wenn der Differenzen-in-Differenzen Ansatz nicht anwendbar ist, z. B. aufgrund von unbeobachteten Faktoren, welche die Analyse erschweren.⁶ Es kann durchaus Fälle geben, bei denen es sich anbietet verschiedene Ansätze simultan zu verfolgen, um den zu untersuchenden Effekt zu identifizieren.⁷

3.6 Beispiel: Evaluation der Stromsteuer

91. Das Vorgehen bei der Evaluierung kausaler Effekte von Maßnahmen während und nach der Umsetzung hängt stark vom konkreten Anwendungsfall ab. Eine mögliche Vorgehensweise soll im Folgenden exemplarisch anhand einer Evaluation der Stromsteuer illustriert werden (Flues und Lutz, 2014), die im Fortschrittsbericht 2014 als bestehende Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz genannt wird, und deren differenzierte Ausgestaltung mit Ausnahmeregelungen in Abhängigkeit vom Stromverbrauch bei der Diskussion der Energiepreise besprochen wird. Die Stromsteuer soll eine Lenkungswirkung auf die Unternehmen des Verarbeitenden Gewerbes in Deutschland entfalten und enthält aufgrund von befürchteten Wettbewerbswirkungen spezifische Ausnahmen für stromintensive Unternehmen. Die Stromsteuer wurde im

⁶ Der Instrumentvariablen- Ansatz kommt zum Einsatz, wenn unbeobachtete Faktoren gleichzeitig die Selektion in Behandlungs- und Kontrollgruppe sowie die Zielgrößen beeinflussen. Mit Hilfe einer Drittvariable – der sogenannten Instrumentvariable – wird zunächst der Anteil der Variation der Politikmaßnahme isoliert, der nicht durch andere Faktoren beeinflusst wird. In einem zweiten Schritt wird diese Variation genutzt, um den kausalen Effekt der Maßnahme zu ermitteln.

⁷ Für eine detaillierte Darstellung der einzelnen Methoden der empirisch-kausalanalytischen Wirkungsforschung verweisen wir auf das Gutachten des Wissenschaftlichen Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie mit dem Titel „Evaluierung wirtschaftspolitischer Fördermaßnahmen als Element einer evidenzbasierten Wirtschaftspolitik“ (BMWi, 2013a).

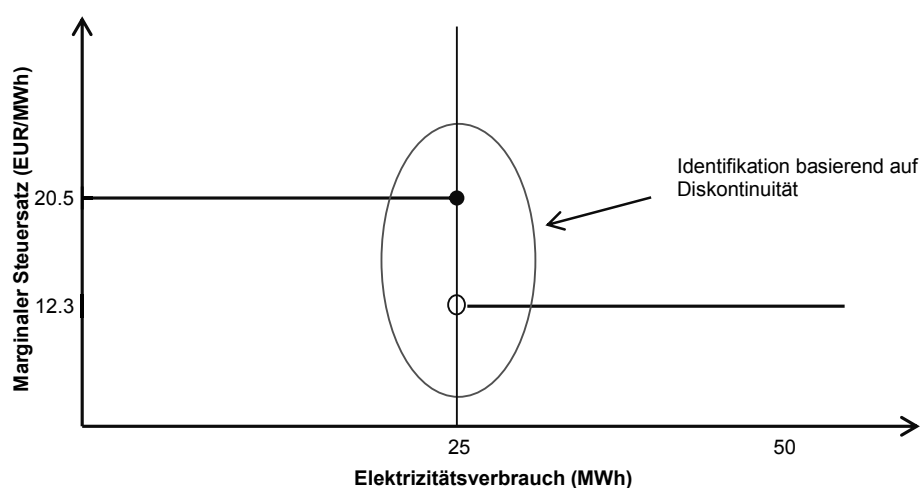
Jahr 1999 im Rahmen der ökologischen Steuerreform eingeführt. Das Verarbeitende Gewerbe wurde als großer Verbraucher von Elektrizität bei der Umsetzung dieser Maßnahme miteinbezogen. Es bestehen jedoch Ausnahmeregelungen für energieintensive Unternehmen: Unternehmen, deren Stromverbrauch festgelegte Schwellenwerte überschreiten, profitieren von einem reduzierten Steuersatz. Der marginale Steuersatz weist somit Sprünge an den politisch festgelegten Schwellenwerten auf. Diese Sprünge können nun genutzt werden, um den kausalen Effekt der Reduktion des Steuersatzes festzustellen (durch die Anwendung des Regressions-Diskontinuitäten Ansatzes). Die im Fokus der Betrachtung stehenden Zielgrößen sind Kennzahlen für die Wettbewerbsfähigkeit und Energieintensität der betroffenen Unternehmen. Die Behandlungsgruppe bilden die Unternehmen, deren Stromverbrauch unmittelbar oberhalb des Schwellenwerts liegen und somit von einem reduzierten Steuersatz profitieren (vgl. Abb. 3-2). Im Gegensatz dazu bilden die Unternehmen, deren Stromverbrauch unmittelbar unterhalb des Schwellenwerts liegt und somit den vollen Steuersatz zahlen, die Kontrollgruppe. Die Unternehmen der beiden Gruppen verbinden dementsprechend systematisch unterschiedliche Grenzkosten mit dem Verbrauch von Elektrizität. Eine ähnliche Herangehensweise kann für etliche Maßnahmen im Rahmen des Fortschrittsberichts Anwendung finden. Beispiele sind etwa die Evaluierung der Wirkungen des EEG und der Besonderen Ausgleichsregel (BesAR) auf die betroffenen Unternehmen. Auch in diesen Fällen existieren Diskontinuitäten von Maßnahmen, die eine Untersuchung kausaler Effekte ermöglichen.

92. Im Rahmen der Untersuchung wird der Effekt der Reduktion des marginalen Steuersatzes auf die Zielgrößen Umsatz, Exporte, Investitionen, Anzahl der Arbeitnehmer und spezifischer Elektrizitätsverbrauch analysiert. Die Grundlage für die Identifikationsstrategie bilden zwei zu treffende Annahmen: (i.) Die betrachteten Zielgrößen müssen in der unmittelbaren Umgebung des Schwellenwerts stetige Funktionen des Elektrizitätsverbrauchs sein. (ii.) Die Unternehmen können ihre Zugehörigkeit zur Behandlungs-, bzw. Kontrollgruppe, nicht durch eine Anpassung ihres Elektrizitätsverbrauchs bestimmen. Durch die Anwendung statistischer Tests lässt sich zeigen, dass beide Annahmen nicht verletzt sind. In diesem Fall erlaubt es die Untersuchung, die Wirkung der Stromsteuer auf die relevanten Zielgrößen in Unternehmen – die ansonsten vergleichbar sind – zu ermitteln. Der Vergleich der durchschnittli-

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

chen Zielgrößen von Behandlungs- und Kontrollgruppe zeigt die kausalen Effekte der Steuerreduktion.

Abb. 3-2: Die Funktion des marginalen Steuersatzes in Abhängigkeit vom Elektrizitätsverbrauch im Jahr 2005



Quelle: Eigene Darstellung; Flues und Lutz (2014)

93. Die Zielgrößen der Untersuchung und die Informationen über den jährlichen Elektrizitätsverbrauch der Unternehmen stammen von den Amtlichen Firmendaten für Deutschland (AFiD). Die Statistischen Landesämter erheben die Daten von allen Betrieben in Deutschland, deren zugehöriges Unternehmen mehr als 20 Mitarbeiter hat.⁸ Der Zugang zu den Daten wird über die Forschungsdatenzentren des Statistischen Bundesamtes und der Statistischen Landesämter geregelt. Der Datensatz enthält allgemeine Charakteristika sowie Informationen über Energie- und Elektrizitätsverbräuche auf Betriebs- und Unternehmensebene. Dieser Mikrodatsatz ist für verschiedene Fragestellungen zur Wirkungsanalyse energiepolitischer Maßnahmen bei Unternehmen geeignet.

94. Die Ergebnisse der Analyse zur Stromsteuer zeigen, dass der Unterschied in den marginalen Steuersätzen keinen nachweisbaren kausalen Effekt auf

⁸ Dies gilt für die Jahre 1995-2006. Seit 2007 liegt die Grenze bei 50 Mitarbeitern.

Bewertung von Maßnahmen

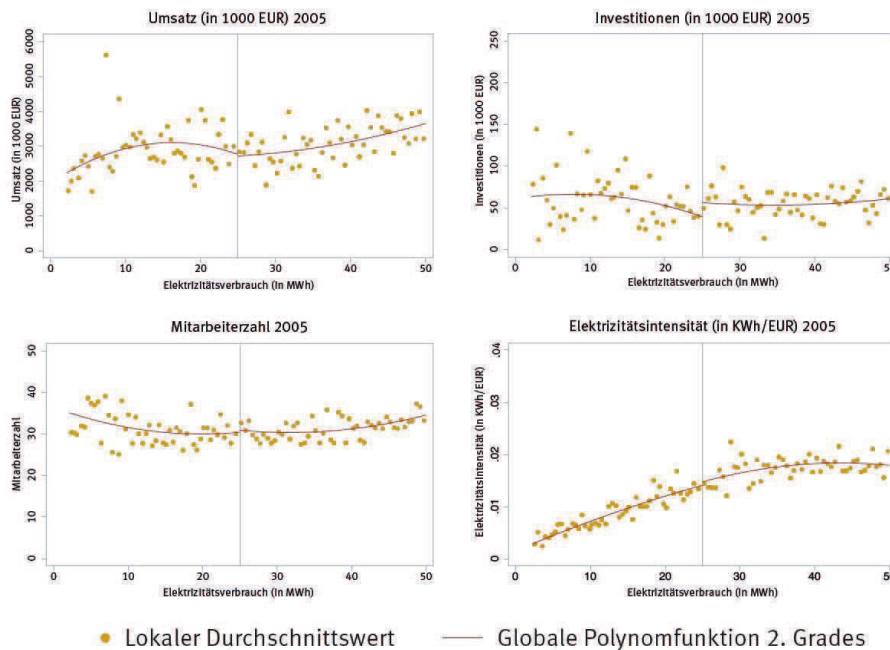
Umsatz, Exporte, Investitionen, Anzahl der Arbeitnehmer und spezifischen Elektrizitätsverbrauch hatte. Dieses Ergebnis ist auch aus Abb. 3-3 ersichtlich, in der die Zielvariablen Umsatz, Investitionen, Mitarbeiterzahl und Elektrizitätsintensität (spezifischer Elektrizitätsverbrauch pro Einheit Wertschöpfung) als Funktion des Elektrizitätsverbrauchs für das Jahr 2005 dargestellt sind. Die Punktwolke zeigt lokale Durchschnitte des spezifischen Elektrizitätsverbrauchs, für Abschnitte einer Bandbreite von einer MWh. Aufgrund der niedrigeren Grenzkosten für Unternehmen mit niedrigerem Stromsteuersatz („Behandlungsgruppe“), wäre eine *Verschiebung* der Punktwolke rechts vom Schwellenwert zu erwarten. Der Grenzsteuersatz für Großverbraucher ist niedriger festgesetzt worden, um energieintensiven Unternehmen keine zu großen Belastungen durch die damit notwendigen Verbesserungen bei der Energieeffizienz aufzuerlegen. Tatsächlich hat die Reduktion des marginalen Steuersatzes jedoch keinen nachweisbaren Effekt auf die Zielvariablen. Das bedeutet, dass sich Unternehmen knapp oberhalb der Sprungstelle nicht signifikant von Unternehmen knapp unterhalb des Schwellenwertes in den betrachteten Zielgrößen unterscheiden. Die Wirkungen der Steuersatzreduktion auf Umsatz, Investitionen und Mitarbeiteranzahl sind somit empirisch nicht nachweisbar, was auch für den Lenkungseffekt der Stromsteuer gilt. Eine potenzielle negative Auswirkung auf die Wettbewerbsfähigkeit ist daher nicht empirisch belegbar. Die mit der Steuersatzdifferenzierung intendierten Wirkungen sind in der Maßnahmenevaluation also nicht nachzuweisen.

95. Die hier dargestellte Analyse der Stromsteuer ist nur ein Beispiel für die Möglichkeiten, welche die empirische Wirtschaftsforschung zur ex-post-Evaluation von energiepolitischen Maßnahmen bietet. Mit Hilfe der Ursachen-Wirkungsanalyse könnten noch weitere Maßnahmen tiefergehend untersucht werden, etwa der europäische Emissionshandel oder die Besondere Ausgleichsregelung im Rahmen des EEG. Die erforderliche Datengrundlage hierzu besteht bereits in Form der Amtlichen Firmendaten für Deutschland. Auch Maßnahmen im Bereich der privaten Haushalte könnten mit den Methoden der Wirkungsanalyse untersucht werden. Das Forschungsdatenzentrum der Statistischen Ämter des Bundes und der Länder bietet auch hier ein umfangreiches Datenangebot (z. B. die Einkommens- und Verbrauchsstichprobe). In Kombination mit anderen - eventuell speziell für diesen Zweck erhobenen - Daten könnten diese administrativen Informationen über individuelles Verhal-

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

ten von Haushalten genutzt werden, um etwa Maßnahmen wie die Energieeinsparverordnung (EnEV) oder die KfW-Gebäudesanierungsprogramme zu evaluieren.

Abb. 3-3: Effekt der Reduktion des marginalen Steuersatzes ab 25 MWh auf verschiedene Zielwerte im Jahr 2005



Quelle: Flues und Lutz (2014), eigene Darstellung

3.7 Beispiel: Verordnung über Vereinbarung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV)

96. Die systematische Analyse von einzelnen Maßnahmen in der evidenzbasierten Energiepolitik basiert auf der Entwicklung von theoretischen Annahmen und deren empirische Untermauerung. Sind Kausalanalysen nicht möglich, dann können statistische Betrachtungen oder Ergebnisse aus Fallstudien weiterhelfen. Das zielführende Vorgehen für die Analyse von Instrumenten lässt sich exemplarisch am Beispiel der Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) vom 28. Dezember 2012 darstellen. Hierbei handelt es sich um ein relativ einfach strukturiertes und in seinen Wirkungen gut beobachtbares Instrument mit dem Ziel einer verbesserten Stromversorgungssicherheit. Der Fortschrittsbericht 2014 enthält unter Abschnitt III.2.1.9

eine Stellungnahme zu diesem Instrument. Daher möchte die Expertenkommission etwas ausführlicher auf dieses Instrument eingehen

97. Bei der AbLaV handelt es sich um ein Instrument der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zur zeitlichen Flexibilisierung der Elektrizitätsnachfrage, und zwar über die gezielte Aktivierung der Flexibilitätspotentiale großer industrieller Stromverbraucher. Die AbLaV hat im Prinzip die gleiche Wirkrichtung auf die Netzstabilität wie die ebenfalls von den ÜNB aktivierbare positive Regelleistung (Minutenreserve), auch wenn sich die Präqualifikations- und Abrufbedingungen in den Details unterscheiden.⁹ Zur Einordnung sei hier ergänzt, dass die Gesamtkapazität der positiven Regelleistung derzeit bei 5.000 MW liegt, während lt. AbLaV zusätzlich maximal 3.000 MW abschaltbare Leistungen ausgeschrieben werden können. Gemäß ÜNB (2014a) liegt das effektive Ausschreibungsvolumen jedoch derzeit mit maximal 1.200 MW weit darunter.

98. Die Anbieter von abschaltbaren Lasten können alternativ am Markt für positive Regelleistung teilnehmen oder Elektrizität am Intraday- oder am Day-ahead-Markt verkaufen, um aus dem vorhandenen Flexibilitätspotential Deckungsbeiträge zu erzielen. Für die lt. AbLaV erfolgreichen Gebote wird ein gesetzlich regulierter Leistungspreis von 2.500 Euro/MW und Monat und bei Leistungsabruf außerdem noch ein Arbeitspreis von 400 Euro/MWh gezahlt. Demgegenüber hängen die Erlöse aus den anderen Flexibilitätsoptionen von den täglich wechselnden Bedingungen an den Stromgroßhandelsmärkten ab. Damit es unter diesen Umständen überhaupt zu Geboten entsprechend der AbLaV kommt, werden die erfolgreichen Bieter von der Bereithaltung abschaltbarer Lasten freigestellt, sofern der AbLaV-Arbeitspreis den Day-Ahead-Preis oder die Leistungspreise aus positiver Regelleistung unterschreitet.

99. Angesichts dieser Vorgaben kann es nicht überraschen, dass abschaltbare Lasten vergleichsweise sehr teuer sind. Bisher wurden über die AbLaV an gerade einmal zwei Tagen insgesamt weniger als 500 MWh Stromnachfrage abgeregelt (Leistung von rund 80 MW für jeweils 3 Stunden). Dafür sind im

⁹ Beispielsweise muss die Minutenreserve über die gesamte Dauer des Ausschreibungszeitraumes (6 Zeitintervalle täglich) zur Verfügung gestellt werden, während abschaltbare Lasten für mindestens 16 Stunden innerhalb des Ausschreibungszeitraums (1 Monat) zur Verfügung stehen müssen.

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

Jahr 2014 Kosten von insgesamt 30 Mio. Euro aufgelaufen, die bis Ende 2014 nach offiziellen ÜNB-Schätzungen noch auf rund 35 Mio. Euro steigen sollen. Die Stabilisierung von Stromnetzen über die AbLaV ist also offensichtlich extrem kosteneffizient.

100. Der Fortschrittsbericht 2014 stellt weiterhin fest, dass „flexible Lasten zukünftig auch durch andere Vermarktungsoptionen insgesamt zu einer sicheren und kosteneffizienten Energieversorgung in Deutschland beitragen“ sollen. Die Alternativen zur Stabilisierung der Stromnetze wurden und werden sehr aktiv und erfolgreich genutzt, und zwar in weitaus stärkerem Maß als die AbLaV. Für den Fortschrittsbericht 2014 wirft dies die Frage auf, ob das mit der AbLaV geschaffene sehr teure Instrument überhaupt erforderlich ist. Beispielsweise wäre zu prüfen, welche Stromversorgungssituation (Mengenbilanz, Kosten) an den zwei Tagen im Jahr 2014 eingetreten wäre, hätten keine gemäß AbLaV abschaltbaren Lasten zur Verfügung gestanden. Anstatt sich mit dieser Frage zu beschäftigen, deutet der Fortschrittsbericht 2014 an, durch Abbau von Hemmnissen für die Teilnahme an den AbLaV-Ausschreibungen das – vorerst bis Ende 2015 beschränkte und scheinbar wenig genutzte – Instrument weiter auszubauen.

101. Keine Stellung bezieht der Fortschrittsbericht zur Frage nach dem Verhältnis der verschiedenen oben genannten Flexibilitätsinstrumente zueinander. Grundsätzlich gilt: Je mehr den Netzbetreibern Flexibilitätsinstrumente zugewiesen werden, desto weniger Flexibilität steht auf den Energy-only-Märkten zur Verfügung. Ein wesentliches Flexibilitätspotential wurde in den letzten Jahren durch die Entwicklung des Intraday-Markts geschaffen. Bevor an einer Weiterentwicklung der AbLaV gearbeitet wird, sollte sich die Bundesregierung zur angestrebten Rolle des Intraday-Markts äußern – und zwar vor allem deshalb, weil die Marktteilnehmer Klarheit über die eigenen Flexibilitätsstrategien benötigen. Soll die AbLaV weiterentwickelt werden, würde das wohl nicht ohne negative Auswirkungen auf den Intraday-Markt erfolgen können. Ohne eine dringend gebotene politische Priorisierung der verschiedenen Flexibilitätsoptionen ist die angestrebte kosteneffiziente Flexibilisierung der Stromnachfrage kaum möglich. Der im Frühjahr 2015 erwartete Bericht der Bundesnetzagentur zur Anwendung der AbLaV wäre eine gute Gelegenheit zur empirischen Klärung der angesprochenen Sachverhalte.

3.8 Beispiel: Einspeisevergütungen für Windkraftanlagen

102. Ein weiteres Beispiel für die Maßnahmenevaluation wird anhand der Wirkungsanalyse des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) bzw. des Stromeinspeisungsgesetzes gezeigt. Dafür wird der Einfluss der Einspeisevergütung auf den regionalen Windausbau von 1996 bis 2010 auf Landkreisebene untersucht (Hitaj et al., 2014). Während im Rahmen des Stromeinspeisungsgesetzes jeder Standort den gleichen Einspeisevergütungssatz erhielt, wurde mit der Einführung des EEG im Jahr 2000 die Einspeisevergütung an das Windpotenzial des jeweiligen Standorts gekoppelt. In der Konsequenz erhielten Standorte mit geringeren Windgeschwindigkeiten einen höheren Vergütungssatz¹⁰. Diese Variation über Zeit und Standorte ermöglicht den Einfluss der Einspeisevergütung auf den Ausbau der Windkraftanlagen von anderen potenziellen Einflussfaktoren zu separieren.

103. Dazu wird ökonometrisch der regionen-spezifische Zubau an Windkraftleistung in Abhängigkeit von der standort-spezifischen Vergütung (diese wird aggregiert auf Landkreisebene betrachtet) sowie weiteren regionalen (Kontroll-) Variablen geschätzt, wie z. B. das Windenergiepotenzial, die Dichte des Stromnetzes, das regionale Bruttoinlandsprodukt, die Bevölkerungsdichte etc. Die notwendigen Daten stammen aus der Anlagestammdatenbank der Übertragungsnetzbetreiber sowie aus der Regionaldatenbank der Statistischen Ämter des Bundes und der Länder.

104. Die Analyse zeigt, dass bei einer Erhöhung der Einspeisevergütung von 1 Cent/kWh die Gesamtkapazität von Windkraftanlagen in Deutschland um 764 MW pro Jahr im Zeitraum von 1996 bis 2010 bzw. um 1.528 MW pro Jahr in den Jahren von 2005 bis 2010 ausgebaut wird. Die Ergebnisse können auch den Effekt zeigen, der auf eine Veränderung der Kostenverteilung des Netzan schlusses zurückzuführen ist. Seit der Einführung des EEG im Jahr 2000 müssen die Netzbetreiber die Zusatzkosten für den Anschluss der Anlagen übernehmen. Ab diesem Zeitpunkt hat auch in der empirischen Analyse die Verfügbar-

¹⁰ Dies geschieht über eine höhere Anfangsvergütung, deren Länge von dem Windpotenzial abhängt. Dabei gibt es eine Untergrenze der Standortqualität von 60 % von einem bestimmten Referenzstandort, bei der keine Vergütung mehr gewährt wird.

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

keit des Netzes (dargestellt durch die Netzdichte) in der jeweiligen Region keine signifikante Auswirkung mehr auf den Ausbau der Windenergie.

105. Der Zubau an Windkraftanlagen im existierenden Regulierungsregime wird mit kontrafaktischen Szenarien verglichen, in denen alle Standorte einen einheitlichen Vergütungssatz erhalten. Die Analyse zeigt, dass ein einheitlicher Vergütungssatz die Stromeinspeisung pro Kapazität der Windkraftanlagen zwar erhöht, die existierende Vergütungsstruktur im EEG jedoch zu 1 % höherer Stromeinspeisung aus Windkraftanlagen pro Euro Förderung und zu knapp 4 % höheren Emissionsminderungen pro Euro Förderung führt. Die standort-spezifische Förderung führt somit zwar zu einer verminderten Effizienz der Förderung, diese ist aber vergleichsweise klein.

4 Treibhausgasemissionen

Das Wichtigste in Kürze

Die Expertenkommission begrüßt die Offenheit der Bundesregierung, mit der sie bekundet, dass mit den vorhandenen Maßnahmen die Treibhausgasemissionen bis 2020 um lediglich 33 bis 34 % statt der angestrebten 40 %, gesenkt werden können. Diese Zielverfehlung zeichnete sich auch schon mit der tatsächlichen Entwicklung seit 2010 deutlich ab.

Der Fortschrittsbericht hebt deutlich hervor, dass in allen Sektoren noch erhebliche Emissionsminderungspotentiale bestehen. Es werden auch die dafür relevanten Handlungsfelder beschrieben. Die Expertenkommission vermisst aber Hinweise auf die konkret zu ergreifenden Maßnahmen und deren Zielerfüllungsbeiträge. Angesichts der drohenden Lücke bei der Erreichung des Minderungsziels muss nach Auffassung der Expertenkommission den gegensteuernden Maßnahmen eine hohe Priorität eingeräumt werden. Sie verkennt aber nicht, dass die Bundesregierung dabei vor einer äußerst komplexen Aufgabe steht.

Aus technischer Sicht sind die verstärkte Nutzung der erneuerbaren Energien und die forcierte Verbesserung der Energieeffizienz die entscheidenden Mittel zur Schließung der Lücke. Die Expertenkommission teilt aber die Auffassung, dass es nicht leicht sein wird, die angestrebte Emissionsminderung in der kurzen Zeit bis 2020 allein mit einer Steigerung der Endenergieproduktivität und der zusätzlichen Ausweitung der erneuerbaren Energien zu schaffen. Insoweit kann sie nachvollziehen, dass die prinzipiell kurzfristiger zu erschließenden Potentiale tatsächlich im Stromsektor liegen.

Angesichts der zahlreichen Anträge der Stromversorgungsunternehmen auf Stilllegung von Kraftwerken könnte die Bundesnetzagentur solche vorzugsweise für emissionsintensiv produzierende Anlagen genehmigen, sofern damit keine Nachteile bei der Versorgungssicherheit verbunden sind. Dabei gibt die Expertenkommission zu bedenken, dass fast sämtliche Stromerzeugungsanlagen in Deutschland dem EU-Emissionshandel unterliegen. Eine Stilllegung von Anlagen in Deutschland würde zwar die dem Territorialprinzip folgende nationale Emissionsbilanz entlasten, doch wäre ein effektiver Klimaschutzeffekt kaum zu erwarten. Die Bundesregierung sollte deshalb prüfen, in wie weit sie

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

die mit der zusätzlichen Kraftwerksstilllegung verbundenen nationalen Emissionsminderungen durch Kauf und Stilllegung von EU-Emissionsrechten kompensieren kann und darf. Die entsprechenden Überlegungen gelten auch für den Ende November 2014 in den Medien diskutierten Plan, auf Basis gesetzlicher Regelungen durch Stilllegung von Kohlekraftwerken 22 Mio. t CO₂ zu sparen. Sie sollte ebenso die übrigen in Kapitel 1 aufgeführten Optionen zur zusätzlichen Emissionsminderung prüfen.

4.1 Entwicklungstrends

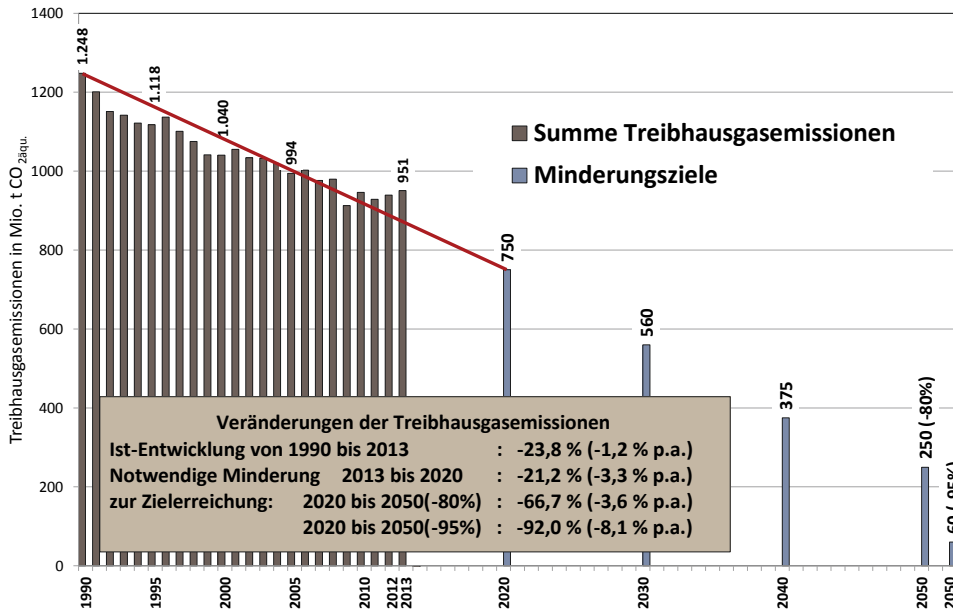
106. In Abschnitt I.5 des Fortschrittsberichts 2014 wird eine umfassende Darstellung der Entwicklung der Treibhausgase in Deutschland seit 1990 vorgenommen. Auch werden die Gründe für die in den Jahren 2012 und 2013 wieder steigenden Treibhausgasemissionen benannt. Dabei beruhen die Daten für die Jahre von 1990 bis 2012 auf den vorliegenden Nationalen Emissionsinventaren; für 2013 sind die Schätzwerte des Umweltbundesamtes herangezogen worden. Dieser Darstellung kann gefolgt werden, so dass eine weitere Kommentierung entbehrlich ist.

107. Bisher sind zwar schon beachtliche Erfolge bei der Emissionsminderung erreicht worden, aber eine Fortsetzung der letztjährigen Trends würde notwendigerweise zu einer erheblichen Zielverfehlung für das Jahr 2020 führen. Immerhin müssten gegenüber 2013 die Treibhausgasemissionen bis 2020 pro Jahr um 3,3 % gesenkt werden, während für die Jahre von 1990 bis 2013 lediglich eine jahresdurchschnittliche Reduktion um 1,2 % festzustellen ist.

108. Das BMUB geht davon aus, dass die Treibhausgasemissionen bis 2020 ohne zusätzliche Maßnahmen lediglich um 33 bis 34 % reduziert werden. Das entspricht etwa einer Lücke von 62,5 bis 100 Mio. t CO₂-Äq. Eine Fortsetzung des bisherigen Trends von 1990 bis 2013 würde sogar zu einer Lücke von 125 Mio. t CO₂-Äq. führen. Abb. 4-1 macht die hier skizzierten Zusammenhänge deutlich.

Treibhausgasemissionen

Abb. 4-1: Entwicklung der Treibhausgasemissionen von 1990 bis 2013 und Ziele bis 2050



Quelle: Darstellung basierend auf UBA (2014a), UBA (2014b) und BMWi / BMU (2010)

109. In diesem Zusammenhang sei übrigens auf einen Tatbestand hingewiesen, der bisher allenfalls am Rande thematisiert worden ist. Das Klimaschutzpolitische Ziel der Emissionsminderung im Energiekonzept der Bundesregierung bezieht sich nicht allein auf die CO₂-Emissionen, sondern umfasst das ganze Bündel der sechs Treibhausgase, also neben CO₂ auch CH₄, N₂O sowie die drei F-Gasgruppen HFKW, FKW und SF₆. Dazu gehören auch die CO₂-Emissionen aus Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft. Die Expertengruppe begrüßt, dass diese sechs Treibhausgase im vorliegenden Entwurf des Fortschrittsberichts mit Stand vom 21. November 2014 nun vollständig in die Überlegungen zu Maßnahmen zur Emissionsminderung einbezogen sind.

4.2 Maßnahmen zum Erreichen der Minderungsziele für Treibhausgase

110. Im Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 (mit Stand vom 12. November 2014) wird hervorgehoben, dass das angestrebte Minderungsziel um 40 % ohne „erhebliche zusätzliche Anstrengungen“ verfehlt wird. Mit Recht ver-

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

weist die Bundesregierung darauf, dass in allen Sektoren erhebliche technisch-wirtschaftliche Potenziale für zusätzliche Minderungen bestehen. Explizite Aussagen zu den Potentialen werden allerdings nicht getroffen. Auch bleiben die für die einzelnen Sektoren vorgesehenen Maßnahmen zur Emissionsminderung meist recht unspezifisch. Teilweise handelt es sich auch um eine Mischung aus rein technischen Möglichkeiten zur Emissionsminderung und nur qualitativ angedeuteten Maßnahmen. Eher werden Handlungsfelder als konkrete Maßnahmen genannt.

111. Dies gilt beispielsweise für den Bereich der Energiewirtschaft. Dort werden folgende Handlungsfelder genannt: Eine anspruchsvolle Reform des Emissionshandels bereits deutlich vor 2020 auf EU-Ebene, ein kontinuierlicher, naturverträglicher Ausbau der erneuerbaren Energien im Rahmen des definierten EEG-Ausbaupfades bis 2025 bzw. 2050, die Weiterentwicklung der Kraft-Wärmekopplung, Maßnahmen zur Reduzierung des Stromverbrauchs, u.a. durch die ambitionierte Ausgestaltung des „Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz“ und eine Weiterentwicklung des konventionellen Kraftwerksparks. Eine Konkretisierung der für diese Handlungsfelder vorgesehenen Maßnahmen, die die Bundesregierung beispielsweise zur Reform des Emissionshandels oder zur Weiterentwicklung der Kraft-Wärmekopplung zu ergreifen gedenkt, steht aus. Ähnliches gilt auch für die übrigen Endenergieverbrauchssektoren. Am ehesten erscheinen noch die Maßnahmen für den Bereich der Haushalte sowie für die Landwirtschaft spezifiziert. Hier wird aber vorwiegend auf die schon existierenden Maßnahmen Bezug genommen.

112. Der Hinweis im Fortschrittsbericht, die Bundesregierung habe mit dem Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 zusätzliche Maßnahmen beschlossen, um das 2020-Ziel zu erreichen, kann mit der Fassung vom 12. November 2014 nur bedingt bewertet werden. Hinreichend differenziert und spezifiziert werden dort die Maßnahmen weitgehend nur für die nicht energiebedingten Treibhausgasemissionen.

113. Nicht zu bewerten ist auch die Aussage der Bundesregierung, dass das Ziel einer Minderung der Treibhausgasemissionen um mindestens 40 % eingehalten werden kann, wenn sie zugleich darauf verzichtet, eine konkrete Zahl für die maßnahmengetriebene zusätzliche Treibhausgasemissionsminderung

Treibhausgasemissionen

zu nennen. Dies lässt die Vermutung zu, dass noch Aktivitäten in Planung sind, deren Erfolg noch nicht absehbar ist.

114. Interessant ist der Hinweis im Fortschrittsbericht, dass die Bundesregierung einen Klimaschutzplan 2050 erarbeiten will, „der die weiteren Reduktionsschritte im Lichte der europäischen Ziele und der Ergebnisse der Pariser Klimaschutzkonferenz 2015 bis zum Ziel im Jahr 2050 beschreibt und in einem breiten Dialogprozess mit Maßnahmen unterlegt (BMW_i, 2014a). Interessant ist auch der Hinweis im Aktionsprogramm Klimaschutz, dass die Bundesregierung dessen Umsetzung in einem kontinuierlichen Prozess bis 2020 begleiten wird, wozu das Bundesumweltministerium einen jährlichen Klimaschutzbericht erstellt, der in die Berichte zum Monitoring Energiewende in geeigneter Form einfließen soll.

115. Positiv sind im Vergleich zur Diskussion der Maßnahmen zur Emissionsminderung die Forderungen nach Abbau von klimaschädlichen Subventionen ebenso wie beispielsweise die Hinweise auf die positiven Effekte der Nationalen Klimaschutzinitiative. Misst man das Nationale Klimaschutzprogramm 2020 und den Fortschrittsbericht an dem zwischen BMW_i und BMUB abgestimmten Eckpunktepapier vom Frühjahr 2014, so finden sich die darin angekündigten Elemente nur begrenzt wieder. Immerhin sollte nach dem Eckpunktepapier das Aktionsprogramm folgende Elemente enthalten (BMUB, 2014a):

- Darstellung der Ausgangslage und Identifizierung des Handlungsbedarfs.
- Identifizierung der technisch-wirtschaftlichen Minderungspotenziale im Hinblick auf die Emission von Treibhausgasen (CO₂, CH₄, N₂O, HFKW, FKW und SF₆) nach Sektoren (Energiewirtschaft, Industrie, Handel/Gewerbe/Dienstleistungen, Verkehr, private Haushalte, Landwirtschaft, übrige Emissionen) unter Berücksichtigung der Beiträge der Energiewende.
- Festlegung sektoraler Beiträge auf der Grundlage dieser Potenziale.
- Maßnahmenprogramm mit Fokus auf kurzfristig wirksame Maßnahmen zur Schließung der Lücke zum 2020-Ziel.
- Darstellung von weiteren Handlungsfeldern und Maßnahmen (Anpassung, Treibhausgasenken, insbesondere Wälder und Moorböden).

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

- Stärkung und institutionelle Verankerung der Monitoring-Kapazitäten (Berichterstattung, Projektionen, unabhängige Evaluierung, wissenschaftliche Begleitung).
- Auftrag zur Erarbeitung des langfristigen nationalen Klimaschutzplans, der in einem breiten Dialog- und Beteiligungsprozess erstellt und 2016 vorgelegt werden soll.

116. Auch wird nicht jede Maßnahme so beschrieben, wie das Eckpunktepapier noch mit den folgenden Stichworten erwarten ließ:

- der Ist-Zustand
- die technisch- wirtschaftlichen Potenziale
- der mit der Maßnahme zu erreichende Zielbeitrag / ggf. Abschätzung des quantitativen Minderungsbeitrags (zu sektoralen Zielen)
- Inhalte der Maßnahme
- zu berücksichtigende relevante Erfolgs- und Hemmnisfaktoren
- Identifizierung der Akteure (inkl. Interessen und Handlungspotenziale)
- Zeitplan
- Kosten und Finanzierung
- Umsetzungskonzept

Zur Frage der Maßnahmenevaluation siehe auch unsere Ausführungen in Kapitel 3.

117. Die Expertenkommission hält diese Elemente einer Maßnahmenbeschreibung für sinnvoll und geeignet. Sie sollten daher auf jeden Fall in den nächsten Berichten der Bundesregierung berücksichtigt werden. Angesichts der Tatsache, dass die Größenordnung der Zielverfehlung im Jahr 2020 mindestens 62,5 bis 100 Mio. t CO₂-Äq. betragen könnte, zeigt sich die Expertenkommission enttäuscht darüber, dass in dem Fortschrittsbericht wie im NAPE und/oder im Klimaschutzprogramm noch keine vollständige Liste konkreter Maßnahmen zur Schließung der Lücke genannt werden. Denn über die existierenden Maßnahmen hinaus werden erhebliche zusätzliche Aktivitäten notwendig sein, um das 40 %-Ziel im Jahr 2020 noch zu erreichen. Aus technischer Sicht sind die verstärkte Nutzung der erneuerbaren Energien und die forcierte Verbesserung der Energieeffizienz die entscheidenden Hebel zur Schließung der Lücke. Schon im Kommentar der Expertenkommission zum zweiten Moni-

Treibhausgasemissionen

toring-Bericht ist darauf hingewiesen worden, dass der Effizienzsteigerung bis 2020 ein besonderes Gewicht zukommt.

118. Allerdings ist zu konstatieren, dass die Energieeffizienz trotz der verschiedenen sie begünstigenden Maßnahmen in den vergangenen Jahren in fast allen Sektoren eher verhalten gesteigert werden konnte, so dass aus heutiger Sicht kaum mit dem erforderlichen Anstieg der Endenergieproduktivität um 2,1 % pro Jahr gerechnet werden kann. Zweifellos bestehen in allen Endenergiebereichen noch große Einsparpotentiale. Dies gilt nicht zuletzt für den Gebäudebereich. Es ist aber anzunehmen, dass deren Potential schon aufgrund zeitlicher Trägheiten bis 2020 kaum im notwendigen Umfang erschlossen werden kann. Ähnliches gilt auch für den Verkehr wie für die Industrie, in der sich die Energieeffizienz in den letzten Jahren ohnehin besonders langsam verbessert hat. Daher wird es schwer fallen, die Treibhausgasemissionen über Einsparbemühungen um die zusätzlich notwendigen Mengen in der kurzen Zeit bis 2020 zu reduzieren. Die unter diesen Voraussetzungen denkbaren Optionen sind in Kapitel 1 erläutert, darauf sei hier nur hingewiesen.

5 Energieverbrauch und Energieeffizienz

Das Wichtigste in Kürze

Die bisherigen Tendenzen im Bereich der Energieeffizienz lassen in den meisten Fällen eine mehr oder weniger starke Zielverfehlung erwarten. Dies gilt insbesondere für das Ziel einer Reduktion des Primärenergieverbrauchs bis 2020 um 20 % oder für die angestrebte Steigerung der Endenergieproduktivität um jahresdurchschnittlich 2,1 %.

Auch die Bundesregierung rechnet mit einer deutlichen Zielverfehlung, wenn sie davon spricht, dass der Primärenergieverbrauch bis 2020 im Vergleich zu 2008 nicht um 20 % sondern lediglich um 7,2 bis 10,1 % sinken wird. Daraus ergibt sich, dass eine noch deutliche zusätzliche Verringerung des Primärenergieverbrauchs von mindestens 1.400 PJ notwendig ist.

Nach Aussagen im Fortschrittsbericht sollen durch die im Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) vorgesehenen Maßnahmen für die Endenergiesektoren voraussichtlich rund 390 bis 460 PJ Primärenergie eingespart werden können. Die notwendige Konsequenz zusätzlicher Maßnahmen etwa auch im Bereich der Energiebereitstellung und -umwandlung wird aber nicht gezogen. Die Expertenkommission kann nicht nachvollziehen, wie die Regierung zwar ein großes Defizit feststellen kann, dann aber Maßnahmen vorschlägt, die kaum mehr als ein Drittel des Defizits ausgleichen können. Die Expertenkommission hätte eine Aussage dazu erwartet, wie die Deckungslücke geschlossen werden soll.

Zudem beschränkt sich der Fortschrittsbericht bei den bestehenden Maßnahmen weitgehend auf eine rein deskriptive Darstellung. Aus Sicht der Expertenkommission hätte aber die Erkenntnis der Zielverfehlung erfordert, die bestehenden Maßnahmen vor allem auch im Hinblick auf ihre bisherige Wirksamkeit näher zu analysieren. So aber wird der selbst gesetzte Anspruch, dass „einige wichtige Maßnahmen der Bundesregierung zur Steigerung der Energieeffizienz beschrieben und bewertet werden“ (BMW, 2014a) kaum erfüllt. Die Energieeffizienz erhält nach Auffassung der Expertenkommission nicht den Stellenwert, der im Koalitionsvertrag 2013 ausdrücklich postuliert worden ist.

Bei den folgenden Betrachtungen handelt es sich im Wesentlichen um eine quantitative Darstellung der Veränderungen von Energieverbrauch und Ener-

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

gieeffizienz. Dabei sind die vom BMWi wie von der Expertenkommissionen zugrunde gelegten Daten überwiegend identisch; überwiegend beruhen sie auf Angaben der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) und des Statistischen Bundesamtes. Angemerkt sei, dass in diesem Kapitel vor allem auf die Entwicklungen auf gesamtwirtschaftlicher Ebene sowie in den Sektoren Industrie und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) und Haushalte eingegangen wird. In gesonderten Kapiteln werden Aussagen zum Gebäudebereich (Kapitel 6) und zum Verkehr (Kapitel 7) getroffen.

Gesamtwirtschaftliche Energieeffizienz

119. Insgesamt ist der Primärenergieverbrauch (PEV) im Jahr 2013 im Vergleich zum Vorjahr um 2,8 % gestiegen; auch bereinigt um Temperatur- und Lagerbestandseffekte hat er noch um 1,9 % zugenommen. Gegenüber dem Zielbezugsjahr 2008 war er indes um 3,8 % (0,8 % p.a.) bzw. bereinigt um rund 5 % (-1,0 % p.a.) niedriger. Um das Ziel eines bis 2020 um 20 % geringeren PEV noch zu erreichen, müsste er gemessen an den Ursprungswerten gegenüber 2013 um knapp 17 % oder um 2,6 % p.a. bzw. im Vergleich der bereinigten Werte um fast 16 % oder um 2,4 % p.a. gesenkt werden. Das Tempo der Verbrauchsminderung müsste somit drastisch gesteigert werden.

120. Eine entsprechende Bewertung ist aus Sicht der Expertenkommission unabdingbar. Dies würde auch der im Fortschrittsbericht verfolgten Zielsetzung entsprechen, wonach „mit dem Monitoring-Prozess ... fortlaufend überprüft (wird), ob die Ziele aus dem Energiekonzept erreicht werden und wie die Maßnahmen wirken. Bei absehbaren Zielverfehlungen werden Maßnahmen vorgeschlagen, um die Ziele zu erreichen“ (BMW, 2014a).

121. Zur Zielerreichung ist eine erhebliche Steigerung der Primärenergieproduktivität erforderlich. Hierzu gibt es zwar kein explizit formuliertes Produktivitätsziel, doch lässt sich bei gegebenem gesamtwirtschaftlichen Wachstum implizit ermitteln, wie sich die Primärenergieproduktivität verändern müsste, um das absolute Verbrauchsziel zu erreichen. Unter der Annahme eines jährlichen Wachstums des Bruttoinlandsproduktes um 0,9 % müsste die Primärenergieproduktivität von 2013 bis 2020 um 3,6 % p.a. (Ursprungswerte) bzw. 3,4 % p.a. (bereinigte Werte) verbessert werden – von 2008 bis 2013 waren es im Vergleich dazu lediglich 1,2 % bzw. 1,5 % p.a.

122. Der Fortschrittsbericht weist im Übrigen zu Recht darauf hin, dass die Struktur des PEV nach wie vor von fossilen Energieträgern geprägt wird. Der Hinweis, dass 2013 der Verbrauch von konventionellen (fossilen und nuklearen) Energieträgern deshalb rückläufig war, weil der Ausbau der erneuerbaren Energien weiter vorangeschritten ist, ist schon logisch nicht richtig, zumal bei dem insgesamt gestiegenen PEV die konventionellen Energieträger mit 2,7 % nur wenig schwächer zugelegt haben als die erneuerbaren Energien mit einem Plus von 3,7 %.

123. Ausgehend von einer Bewertung der empirischen Entwicklung wird beim Stromverbrauch ausdrücklich auf die bis 2020 zur Zielerreichung (minus 10 %) noch notwendige Minderung hingewiesen. Dabei wird jedoch nur die erforderliche Reduktionsrate gegenüber dem Zielbezugsjahr 2008 als Maßstab genommen. Von Interesse ist aber eher der Vergleich der bisher schon abgeschlossenen Entwicklung von 2008 bis 2013 und der künftig bis 2020 noch notwendigen Veränderungen gegenüber 2013. Zur Zielerreichung müsste der Stromverbrauch bis 2020 jedes Jahr um rund 1 % gesenkt werden – von 2008 bis 2013 waren es im Jahresdurchschnitt zwar schon 0,7 %. Bei gegebenem Wirtschaftswachstum (s.o.) und trendmäßiger Entwicklung der gesamtwirtschaftlichen Stromproduktivität wie von 2008 bis 2013 (1,1 % p.a.) würde sich bis 2020 jedoch eine „Lücke“ von etwa 33 TWh oder 5,7 % ergeben. Allerdings deuten aktuelle Daten darauf hin, dass der Stromverbrauch in den ersten drei Quartalen 2014 gegenüber dem vergleichbaren Vorjahreszeitraum erneut, und zwar um rund 4 % oder etwa 18 Mrd. kWh abgenommen hat. Verschiedentlich wird die Auffassung geäußert, dass der bisherige Rückgang des Stromverbrauchs zumindest teilweise auch auf die wachsende Bedeutung des statistisch nicht erfassten Selbstverbrauchs aus Eigenerzeugung zurückgeführt werden kann – der tatsächliche Rückgang also überschätzt wird. Diese Auffassung ist nach Aussage der AG Energiebilanzen nicht haltbar, da die Aufkommenseite der elektrischen Energie (Inlandserzeugung plus Strom-Austauschsaldo) bis auf allenfalls marginale Beträge vollständig abgedeckt wird.

124. Explizit wird im Energiekonzept der Bundesregierung ein Effizienzziel für die Endenergieproduktivität genannt. Sie soll sich beginnend mit 2008 bis 2050 jedes Jahr um 2,1 % erhöhen. Tatsächlich hat sie sich in den Jahren von 2008 bis 2013 lediglich um 0,2 % (Ursprungswerte) bzw. 0,6 % (bereinigte Werte) erhöht. Zur Zielerreichung bis 2020 müsste sie also von 2014 an be-

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

trächtlich gesteigert werden, und zwar jedes Jahr um 3,5 % bzw. 3,2 %. Bei trendmäßiger Fortschreibung wie von 2008 bis 2013 würde sich eine Zielverfehlung von 20 % bzw. 17 % (im Vergleich zum Zielwert von 367 bzw. 362 Euro/MJ würden trendmäßig nur 293 bzw. 302 Euro/MJ erreicht) ergeben. Statt einer bloßen Nennung der bisherigen Veränderungen wäre gerade bei diesem wichtigen Ziel eine bewertende Kommentierung der großen Diskrepanzen zwischen angestrebter und bisher tatsächlich realisierter Produktivitätssteigerung auch mit Blick auf den darauf folgenden Handlungsbedarf sehr hilfreich gewesen.

Sektorale Energieeffizienz

125. Die Entwicklung der gesamtwirtschaftlichen Energieproduktivität ist letztlich das Resultat der Veränderungen in den einzelnen Verbrauchssektoren und den dort erzielten Effizienzfortschritten. Der Fortschrittsbericht gibt für die Sektoren Industrie und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) nur einen sehr knappen und cursorischen Überblick. Dies mag auch daran liegen, dass das Energiekonzept für diese beiden Sektoren keine eindeutigen Ziele formuliert hat.

126. Festzustellen ist, dass sich die Energieproduktivität in der Industrie in den Jahren von 2008 bis 2013 nur sehr moderat verbessert hat; die jahresdurchschnittlichen Steigerungsraten betragen bei den Ursprungswerten nur wenig mehr als 0,3 % und bei den bereinigten Werten lediglich 0,5 %. Insoweit gingen von der Industrie keine wesentlichen positiven Effekte auf die Veränderungen der gesamtwirtschaftlichen Produktivität aus. Die in Zukunft notwendige Entwicklung der industriellen Energieproduktivität lässt sich mangels entsprechender sektoraler Ziele nicht eindeutig definieren. Angesichts eines Anteils des industriellen Endenergieverbrauchs von fast 30 % am gesamten Endenergieverbrauch ist aber ersichtlich, dass eine signifikante Steigerung der industriellen Energieproduktivität notwendig ist, um einen entsprechenden Beitrag zu der angestrebten Rate der Endenergieproduktivität zu leisten.

127. Ähnliches gilt für den Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD). Gemessen am sektoralen Endenergieverbrauch je Einheit Bruttowertschöpfung in den relevanten Subsektoren errechnet sich für den Zeitraum von 2008 bis 2013 nur eine Steigerung der Energieproduktivität von 0,6 % p.a. (Ur-

sprungswerte) oder 0,9 % p.a. (bereinigte Werte). Auch diese Veränderungen liegen weit unterhalb des Zielwertes für die gesamte Endenergieproduktivität.

128. Wie weit die Haushalte (vgl. gebäudebezogene Aussagen in Kapitel 6) und der Verkehr (nähere Aussagen dazu in Kapitel 7) die schwache Entwicklung in Industrie und GHD etwa überkompensieren können, erscheint fraglich. Betrachtet man nur die Entwicklung des absoluten Verbrauchs in diesen beiden Sektoren, so ist festzustellen, dass im Verkehr von 2005 bis 2013 wie bei den Haushalten von 2008 bis 2013 das Verbrauchsniveau höher war als im Zielbezugsjahr 2005 (Verkehr) bzw. 2008 (Haushalte).

129. Bei den Haushalten zeigt sich eine gespaltene Entwicklung zwischen dem Energieeinsatz für die Raumheizung und demjenigen für die übrigen Anwendungsfelder. Beachtlich ist der Rückgang des absoluten Energieeinsatzes für die Raumheizung, dem auf der anderen Seite eine deutliche Aufwärtsentwicklung bei den übrigen Anwendungen gegenübersteht. Letzteres mag in erster Linie mit der zunehmenden Ausstattung der Haushalte mit Elektrogeräten, insbesondere mit Informations- und Kommunikationsgeräten, zu erklären sein. Immerhin ist der gesamte (bereinigte) Endenergieverbrauch der Haushalte von 2008 bis 2013 um 3 % gesunken.

Bewertung der Entwicklung von Energieverbrauch und Energieeffizienz

130. Der vorstehende Überblick über die Ziele der Bundesregierung zur künftigen Entwicklung des Energieverbrauchs und der Energieeffizienz im Vergleich zu einer Fortsetzung der bisherigen Tendenzen zeigt bei wichtigen Zielen auffällige Diskrepanzen, die in Tab. 5-1 ausgewiesen sind. Beispielsweise könnte der Primärenergieverbrauch bis 2020 lediglich um gut 10 % statt um 20 % reduziert werden, was einer Deckungslücke um beinahe 1.400 PJ oder um knapp 11 % entspricht. Wesentlich näher kommt die Trendentwicklung beim Stromverbrauch den angestrebten Zielen – hier beträgt die Deckungslücke rund 15 Mrd. kWh oder knapp 3 %. Als besonders problematisch stellt sich die Entwicklung der Endenergieproduktivität dar. Bei einer Trendfortschreibung würde sich bis 2020 nur eine Steigerung um insgesamt rund 7 % ergeben, während zur Zielerreichung eine Steigerung um 28 % notwendig wäre. Nur wenig günstiger fällt das Resultat beim Verkehr aus: Der Zielwert für 2020 wird um rund 320 PJ oder um 12 % verfehlt. Ähnliches gilt mit Blick auf den gebäudebezogenen Energieverbrauch.

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

Tab. 5-1: Trends und Ziele im Bereich der Energieeffizienz

		Primärenergie- verbrauch*	Bruttostrom- verbrauch	Endenergie- produktivität*	Gebäudebezo- gener Energie- verbrauch*	EEV Verkehr
		PJ	Mrd. kWh	Mio. €/TJ	PJ	PJ
Zielbezugs- jahr	Jeweilige Einheit	14409	618	282	3671	2586
2013		13765	598	290	3464	2612
Zielbasis- jahr bis 2013	durchschnitt- liche Verän- derungen in %	-0,9	-0,7	0,6	-1,2	0,2
2013 bis Zieljahr 2020		-2,6	-1,1	3,5	-2,3	-1,6
2013	% gegenüber Zielbezugsjahr	-4,5	-3,2	2,8	-5,6	1,0
Trend 2020		-10,4	-7,6	7,0	-13,0	2,4
	Jeweilige Einheit	12911	571	302	3194	2649
Ziel 2020	%	-20	-10	28	-20	-10
	Jeweilige Einheit	11527	556	362	2937	2328
Lücke bei Ziel- erreichungs		-1384	-15	-60	-257	-322
*) Bereinigte Werte						

Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage der AG Energiebilanzen

131. Vor diesem Hintergrund konstatiert die Expertenkommission einen beträchtlichen Handlungsbedarf zur Abwendung der Gefahr einer weitgehenden Verfehlung der Ziele der Energiewende. Angesichts der breiten Palette der potentiellen Zielverfehlungen hat dies erhebliche Konsequenzen für die politischen Entscheidungen über die notwendigen zusätzlichen Maßnahmen. In erster Linie muss es hier um die nahezu alle Bereiche erfassenden Anstrengungen gehen, die Energieeffizienz zu steigern. Dies dürfte nicht an einem Mangel an den vorhandenen technischen Potentialen scheitern. Die meisten Untersuchungen zeigen zudem, dass große Potentiale selbst unter einzelwirtschaftlichen Gesichtspunkten rentabel zu erschließen sind. Allerdings sollte angesichts der zu lösenden Probleme der über die „low hanging fruits“ der Effizienzsteigerung hinausgehende investive Aufwand nicht unterschätzt bzw. die Investitionsbereitschaft der Betroffenen nicht überschätzt werden.

132. Die Expertenkommission übersieht auch nicht die Gefahr, dass das Ausmaß und die Intensität der Handlungsnotwendigkeiten die Problemlösungskapazität der Regierung wie der Bevölkerung übersteigen könnte. Es ist nicht auszuschließen, dass die erforderlichen Maßnahmen vielfach nicht die Akzeptanz in der Gesellschaft bzw. in den jeweils betroffenen Gruppen finden werden und so deren Umsetzung behindert oder sogar gänzlich verhindert wird.

133. Schließlich weist die Expertenkommission in diesem Zusammenhang auch auf zeitliche Restriktionen hin. Immerhin muss es jetzt darum gehen, Maßnahmen so einzuleiten und umzusetzen, dass innerhalb der verbleibenden wenigen Jahre die Ziele für 2020 noch zu erfüllen sind. Insbesondere die Umsetzung eingriffsintensiver Maßnahmen vor allem zur Stimulierung größerer Investitionen in der Wirtschaft und/oder bei Privaten bedingt aber meist einen erheblichen Zeitbedarf insbesondere dann, wenn dafür erst noch die gesetzlichen Grundlagen geschaffen werden müssen. Besonders kritisch wird es sein, die notwendigen Investitionen zur energetischen Sanierung im Gebäudebestand zeitgerecht tätigen zu können, selbst wenn frühzeitig die entsprechenden finanziellen Anreize für einen entsprechenden Investitionsschub gesetzt werden.

134. Trotz der Hindernisse, will die Expertenkommission hier aber nicht missverstanden werden. Sie hält die Steigerung der Energieeffizienz in allen Sektoren für unabdingbar für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende. Zugleich stellt sie aber auch fest, dass die bisherigen Anstrengungen nicht ausreichen, um die notwendigen Anreize zu setzen. Gerade auf dem Gebiet der Energieeffizienz ist in der Vergangenheit viel versäumt worden. Wenn die Expertenkommission also zu bedenken gibt, ob angesichts der abzusehenden Zielverfehlungen noch rechtzeitig wirksam gegengesteuert werden kann, so kann dies keinen energie- und klimaschutzpolitischen Attentismus bedeuten. Vielmehr sind auf den genannten Feldern so rasch wie möglich die notwendigen politischen Entscheidungen zu treffen und die entsprechenden Maßnahmen umzusetzen, von denen eine Richtungsstabilität mit Blick auch auf die nach 2020 sich eher noch verstärkenden Anforderungen zur Steigerung der Energieeffizienz erwartet werden kann.

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

Maßnahmen zum Bereich Energieverbrauch und Energieeffizienz

135. Gemessen an den in Teil I des Fortschrittsberichts skizzierten energiewirtschaftlichen Entwicklungstrends lässt sich der Schluss ziehen, dass sich Deutschland in Bezug auf die Energieeffizienzziele nicht auf dem Zielpfad befindet. Die Überlegungen der Expertenkommission dazu bestärken diese Auffassung. Das lässt auch die Vermutung zu, dass offenkundig auch die bisher eingesetzten Maßnahmen und Instrumente noch nicht geeignet waren, einen wirksamen Beitrag zur notwendigen Steigerung der Energieeffizienz zu leisten. Vor diesem Hintergrund hätte erwartet werden können, dass im Teil II des Fortschrittsberichts insbesondere die zusätzlichen Maßnahmen angesprochen werden würden, die als geeignet zur Zielerfüllung umgesetzt werden sollen. Dies umso mehr, als dort selbst hervorgehoben wird, dass sich der Primärenergieverbrauch bis 2020 lediglich um etwa 7,2 bis 10,1 % gegenüber 2008 verringern dürfte statt um die angestrebten 20 %. Daraus leitet sich nach Aussagen im Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) ab, dass zur Schließung der Zielerreichungslücke „eine deutliche zusätzliche Verringerung des PEV um mindestens 1.400 PJ notwendig ist (NAPE, S.11).“ Zugleich wird im Entwurf des Fortschrittsberichts hervorgehoben, dass die seit Oktober 2012 beschlossenen Energieeffizienzmaßnahmen, insbesondere die Verschärfung der Energieeinsparverordnung (EnEV 2013), die bereits erfolgte Aufstockung des CO₂-Gebäudesanierungsprogramms um 300 Mio. Euro auf derzeit 1,8 Mrd. Euro Programmmittel jährlich, sowie die Einführung von Programmen zur Förderung der Energieeffizienz in der Industrie, bis 2020 voraussichtlich zu einer weiteren Verringerung des Energieverbrauchs in Höhe von rd. 43 PJ (rd. 2,5 Mt. CO₂-Äq.) führen. Gemessen an der zuvor genannten Lücke ist dies mit einem Anteil von nur 3 % freilich eher ein marginaler Beitrag.

Bestehende Maßnahmen

136. Mit Blick auf die bestehenden Maßnahmen werden im Fortschrittsbericht im Wesentlichen nur ihre Inhalte referiert. Mit wenigen Ausnahmen (s.u.) werden keine Aussagen über die Art der jeweiligen Evaluierung getroffen oder eine Bewertung der mit diesen Maßnahmen erreichten Wirkungen vorgenommen. In Kapitel 3 dieser Stellungnahme wurden hierzu Hinweise über die Möglichkeiten gegeben. Insgesamt werden 10 Maßnahmen als wichtig klassifiziert. Dazu zählt auch die EU-Energieeffizienzrichtlinie, wobei unerwähnt

bleibt, dass das Ziel dieser Richtlinie (Art. 7), von 2014 bis 2020 Energieeinsparungen in Höhe von 1,5 % pro Jahr zu realisieren, deutlich unter dem nationalen Ziel Deutschlands liegt, und überdies nur für eine Teilmenge des gesamten Energieverbrauchs gilt.

137. Die Ökodesign-Richtlinie und die Energieverbrauchskennzeichnungs-Richtlinie einschließlich der zu ihrer Umsetzung in nationales Recht geltenden Gesetze zielen auf die Minderung von Umweltauswirkungen energieverbrauchsrelevanter Produkte ab. Die geforderten Mindesteffizienzstandards der Produkte werden dabei nicht durch die Richtlinie selbst, sondern durch die auf ihrer Grundlage erlassenen Durchführungsmaßnahmen etabliert, meist als EU-Verordnungen, die keiner weiteren Umsetzung durch die EU-Mitgliedsstaaten bedürfen. Mit den Durchführungsmaßnahmen werden die einzelnen Anforderungen an die Produkte sowie Vorschriften zur Kontrolle, Dokumentation und Produktinformation formuliert. Damit soll eine belastbare Erfolgskontrolle sichergestellt werden. Die im Fortschrittsbericht zitierte Untersuchung (Öko-Institut, 2013) kommt dabei zu dem Ergebnis einer Minderung des Stromverbrauchs bis 2020 in einer Größenordnung um rund 32,4 TWh. Das sind reichlich 5 % des Stromverbrauchs im Jahr 2008. Sofern sich dies in der Realität bestätigt, kann dieser Maßnahme auch ein hoher Zielerfüllungsbeitrag zugesprochen werden. Die Expertenkommission empfiehlt eine Überprüfung der Wirksamkeit dieser Maßnahme.

138. Die Maßnahme „Energieberatung Mittelstand“ umfasst im Wesentlichen die finanzielle Förderung einer Initial- und Detailberatung mit dem Ziel Effizienzpotentiale im Bereich von kleinen und mittelständischen Unternehmen (KMU) zu erschließen. Durch die Beratung soll im Durchschnitt der drei Jahre von 2008 bis 2010 eine Stromeinsparung in Höhe von 154 GWh, eine Brennstoffeinsparung von 486 GWh sowie eine Minderung der CO₂-Emissionen um 208 kt bewirkt worden sein. Das dazu notwendige Investitionsvolumen betrug im Durchschnitt 222 Mio. Euro, knapp 18 Mio. Euro machte die öffentliche Förderung der Beratung aus, und die CO₂-Vermeidungskosten werden mit 16 bis 75 Euro/t CO₂ angegeben (BMW, 2014a, Abschnitt II.3). Insgesamt sind die erzielten Effekte dieser Maßnahme also begrenzt, zeigten aber mit mehr als 9.000 beratenen Unternehmen eine recht große Breitenwirkung. Die Richtlinie zur Förderung der Energieberatung läuft Ende 2014 aus. Das Förderangebot soll dann aber an die für hochwertige Energieaudits bestehenden Vorgaben

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

der Energieeffizienz-Richtlinie angepasst und um die Förderung eines Konzepts zur Abwärmenutzung und um eine geförderte Umsetzungsbegleitung erweitert werden.

139. Bei allen anderen der beschriebenen existierenden Maßnahmen (das sind: Energieeffiziente Beschaffung; Energie- und Strombesteuerung; Stärkung des Marktes für Energiedienstleistungen; Förderung hocheffizienter Querschnittstechnologien; weitere Förderprogramme zur Steigerung der Energieeffizienz in Industrie und Gewerbe; Impulsgespräche durch das RKW-Kompetenzzentrum; Energie-Checks der Verbraucherzentralen; Informations- und Beratungsangebote für private Haushalte) geht es im Wesentlichen um eine mehr oder weniger detaillierte Darstellung der Maßnahmen und ihrer Zielakteure. Eine Bewertung der realisierten bzw. zu erwartenden quantitativen Wirkungen wird dagegen im Fortschrittsbericht 2014 nur ansatzweise vorgenommen.

Neue Maßnahmen

140. Vor dem skizzierten Hintergrund ist festzuhalten, dass die bisherigen Texte zu den existierenden Maßnahmen im Teil II zum Kapitel „Energieverbrauch und Energieeffizienz“ nur eine sehr begrenzte Aussagefähigkeit im Hinblick auf die jeweiligen Maßnahmenwirkungen beinhalten.

141. Vordringliche Aufgabe muss es nach Auffassung der Expertenkommission sein, die Maßnahmen zu definieren, die geeignet sind, die verbleibende Lücke bei der Minderung des Primärenergieverbrauchs von rund 10 bis knapp 13 Prozentpunkten zu schließen. Der Nationale Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE)¹¹ sollte eben dies für die Endenergiesektoren tun. Dabei benennt der NAPE die folgenden 3 Eckpfeiler:

1. die Energieeffizienz im Gebäudebereich voranbringen,
2. die Energieeffizienz als Rendite- und Geschäftsmodell etablieren und

¹¹ Der Nationale Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) muss vom Nationalen Energieeffizienzaktionsplan (NEEAP) unterschieden werden. Der NAPE bezieht sich auf die Erfüllung der selbst gesetzten Ziele aus dem Energiekonzept und deckt die Endenergiesektoren ab. Der NEEAP wird hingegen im Rahmen der europäischen Energieeffizienzrichtlinie erstellt, deckt somit die Endenergiesektoren und KWK ab und beschreibt die Zielerfüllung des europäischen Ziels.

3. die Eigenverantwortlichkeit für Energieeffizienz erhöhen,

mit denen ein maßgeblicher Beitrag für die Ziele der Bundesregierung zur Steigerung der Energieeffizienz als auch zur Erreichung des CO₂-Zieles erreicht werden soll.

142. Zu den zentralen Sofortmaßnahmen des NAPE zählen die Einführung neuer wettbewerblicher Ausschreibungen für Energieeffizienz, die Erhöhung des Fördervolumens für die Gebäudesanierung und die Einführung der steuerlichen Abschreibung von Effizienzmaßnahmen im Gebäudesektor sowie die Schaffung von Energieeffizienznetzwerken gemeinsam mit Industrie und Gewerbe. Daneben sieht die Bundesregierung die weiterführenden Arbeitsprozesse für die 18. Legislaturperiode als wesentlich zur Erreichung der Ziele an

143. Die quantitativen Aussagen zu den Maßnahmenwirkungen beruhen in erster Linie auf den Ergebnissen einer wissenschaftlichen Unterstützung des BMWi bei der Erarbeitung des NAPE (ISI et al., 2014). Dort wurde auch der Versuch unternommen, Maßnahmen einschließlich ihrer Verbrauchsminde- rungswirkungen zu definieren. Hier werden in Datenblättern

- die einzelnen Maßnahmen charakterisiert,
- die Annahmen zur Quantifizierung der Energieeinsparung skizziert,
- die jeweiligen Endenergieeinsparungen und Kosten der Fördermaßnahmen quantifiziert sowie
- die gesamtwirtschaftlichen Effekte und Verteilungswirkungen genannt.

144. Insgesamt kommt die Untersuchung zu folgenden Ergebnissen für 2020:

- Endenergieeinsparung 241,2 bis 252,0 PJ
- Primärenergieeinsparung 394,2 bis 420,1 PJ
- Reduktion Treibhausgasemissionen 24,2 bis 25,7 Mio. t CO₂-Äq.
- Energiekosteneinsparung: 7,6 bis 8,2 Mio. Euro
- Fördervolumen 2015 bis 2020: 9,4 Mrd. Euro
- Investitionsvolumen 2015 bis 2020: 98,9 bis 101,1 Mio. Euro

145. Angesichts der späten Verfügbarkeit über den NAPE und das Hintergrundpapier sowie der daraus folgenden begrenzten Zeit für die Kommentierung ist eine detaillierte Bewertung noch nicht möglich. Eine sorgfältige Analyse und Kommentierung der maßnahmenbezogenen Aussagen durch die Exper-

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

tenkommission kann entsprechend erst zu einem späteren Zeitpunkt geliefert wird. Insgesamt hat aber die Expertenkommission den Eindruck, dass hier sorgfältig gearbeitet worden ist.

146. Vorläufig kann aber festgehalten werden, dass die bisher konzipierten Maßnahmen mit einer ausgeprägten Zielverfehlung verbunden sind. Aufgabe der Bundesregierung wäre es aus Sicht der Expertenkommission deshalb, glaubhaft zu machen, mit welchen Maßnahmen sie zumindest auf den Zielpfad kommen möchte und damit eine gewisse Richtungsstabilität mit Blick auf die langfristigen, über 2020 hinausreichenden Ziele, erkennen zu lassen. Der Hinweis im Fortschrittsbericht 2014, dass zur Schließung der Deckungslücke beim Primärenergieverbrauch eine zusätzliche Verbrauchsminderung um mindestens 1.400 PJ notwendig ist, die seit 2012 verabschiedeten Maßnahmen wohl nur 43 PJ erbringen und von den nun vereinbarten Maßnahmen des NAPE rund 390 bis 460 PJ zusätzliche Einsparung erwartet werden, provoziert die Frage, wie denn die verbleibende Deckungslücke im Jahr 2020 von rund 900 bis 970 PJ geschlossen werden soll. Hier bleibt die Bundesregierung eine Antwort schuldig.

6 Energieeffizientes Bauen und Sanieren

Das Wichtigste in Kürze

Erfreulicherweise hat die Bundesregierung eine klare Definition der Begriffe „Wärmebedarf“ und „Primärenergiebedarf“ vorgelegt. Für das 2050-Ziel wird der Primärenergiebedarf über die Energieeinsparverordnung (EnEV) definiert. Damit wirken die erneuerbaren Energien implizit wie eine Effizienzmaßnahme – das Energieeffizienzziel ist entsprechend weniger anspruchsvoll. Im Interesse der Klarheit sollte daher der Begriff „*nicht-erneuerbarer* Primärenergiebedarf“ genutzt werden.

Der Wärmebedarf soll bis 2020 um 20 % gegenüber 2008 sinken. Bis 2050 soll der nicht-erneuerbare Primärenergiebedarf um 80 % (gegenüber 2008) reduziert werden. Dies entspricht einem weitgehend klimaneutralen Gebäudebestand. Diese Ziele werden bei einer reinen Fortsetzung des Trends nicht erreicht. Es wäre eine Verdoppelung der durchschnittlichen jährlichen Reduktion des Endenergiebedarfs für Wärme von etwa 1 % (Zeitraum 2008-2013) auf 2 % (2013-2020) notwendig. Analoges gilt für die durchschnittliche jährliche Reduktion des nicht-erneuerbaren Primärenergiebedarfs bis 2050.

Die im Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) genannten zusätzlichen Maßnahmen werden die Lücke zum 2020-Ziel voraussichtlich nicht schließen. Auch fehlt eine Bewertung der bestehenden und neuen Maßnahmen, die auch Mitnahme- und Rebound-Effekte sowie Wechselwirkungen mit anderen Instrumenten berücksichtigt. Dies wäre hilfreich, um die tatsächlichen Wirkungen besser abschätzen zu können und eine sachgerechte Ausgestaltung der Maßnahme vorzunehmen.

Aus Sicht der Expertenkommission ist eine Zielabweichung weniger tragisch, wenn zeitnah weitere glaubhafte Anstrengungen ergriffen werden, die eine längerfristige Wirkung erwarten lassen. Dazu könnten beispielsweise die Vorgaben der EnEV für Neubau und Sanierungen verschärft und Anstrengungen zur Verbesserung des Vollzugs unternommen werden. Eine Förderung der energetischen Gebäudesanierung sollte an der langfristigen Perspektive bis 2050 ausgerichtet sein und tiefe Sanierungen (mindestens KfW-Effizienzhaus 70) anstreben.

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

147. Der Energieverbrauch der Gebäude (Raumwärme und -kühlung, Warmwasserbereitstellung und Beleuchtung der Nicht-Wohngebäude) machte im Jahr 2013 rund 37 % des gesamten Endenergieverbrauchs Deutschlands aus. Die Expertenkommission stimmt ausdrücklich der Auffassung der Bundesregierung zu, dass die „Gebäudesanierung eine herausragende Rolle bei der Umsetzung der Energiewende (spielt)“ (BMW, 2014a, Abschnitt II.4). Entsprechend relevant sind wirksame Effizienzmaßnahmen zu Wohngebäuden aber auch zu den Nicht-Wohngebäuden, wobei der Verbrauch der Wohngebäude¹² mit rund 60 % des gebäuderelevanten Endenergieverbrauchs vor den Nicht-Wohngebäuden des GHD-Sektors (29 %) und der Industrie (11 %) liegt (siehe dazu auch BMW, 2014a, Abschnitt I.3.1).

Ziele im Gebäudebereich

148. Die Expertenkommission begrüßt, dass die genaue Definition der Zielsetzung im Gebäudebereich und deren unterschiedliche Interpretationsmöglichkeiten durch die Ministerien im Fortschrittsbericht 2014 adressiert wurden. Die Ziele der Bundesregierung im Gebäudebereich werden in Tab. 6-1 dargestellt.

149. Hinsichtlich des 2020-Ziels ist aus Sicht der Expertenkommission die neue Definition des Wärmebedarfs, der nun die Gebäudehülle und das Nutzerverhalten sowie den Einsatz von effizienteren Anlagen berücksichtigt, schon aus Gründen der Verfügbarkeit entsprechender energiestatistischer Daten zweckmäßig. Die Übereinstimmung mit der in den Energiebilanzen vorgenommenen Definition vereinfacht letztlich die Nachvollziehbarkeit und das Monitoring.

150. Die Sanierungsrate im Kapitel zur energetischen Gebäudesanierung und zum energieeffizienten Bauen ist zwar im Bericht erwähnt, jedoch konnte noch keine endgültige Definition bzw. kein Indikator gefunden werden. Angesichts der Schwierigkeit der Definition wäre zu überlegen, ob auf diesen Indikator nicht verzichtet werden kann.

¹² Der Endenergieverbrauch der Wohngebäude wird in den Energiebilanzen unter „private Haushalte“ berücksichtigt.

Tab. 6-1: Ziele der Bundesregierung im Gebäudebereich nach Energiekonzept und nach angepasster Definition

	Energiekonzept	Angepasste Definition
Bis 2020	Reduktion des Wärmebedarfs um 20 % bis 2020 ggü. 2008	Das Ziel „Wärmebedarfsminderung“ bleibt bestehen; der „Wärmebedarf“ umfasst nun auch die Anlagentechnik
	Verdopplung der Sanierungsrate auf 2 %	Bisher gibt es noch immer keine Definition des Begriffs „Sanierungsrate“.
Bis 2050	Reduktion des Primärenergiebedarfs in der Größenordnung von 80 % bis 2050 ggü. 2008	Das Ziel bezieht sich nun auf die Reduktion des <i>nicht-erneuerbaren</i> Primärenergiebedarfs basierend auf den Bestimmungen der EnEV ¹³
	Erreichung eines nahezu klimaneutralen Gebäudebestandes zum Jahr 2050	<i>Keine Änderung</i>

Quelle: BMWi / BMU (2010, S.22); BMWi (2014a, Abschnitt I.3.1 und I.3.2)

151. Eine weitere Klarstellung betrifft die Frage, wie der „Primärenergiebedarf“ hinsichtlich des 2050-Ziels definiert wird. Hier geht die Bundesregierung nun vom Begriff des Primärenergiebedarfs aus, wie er in der Energieeinsparverordnung (EnEV) festgelegt ist. Danach erfolgt seine Berechnung durch Multiplikation des Endenergieverbrauchs im Gebäudesektor, welcher aus den Anwendungsbilanzen der einzelnen Energieträger (Öl, Gas, Fernwärme, Holz usw.) bekannt ist, mit den jeweilig definierten Primärenergiefaktoren (BMWi, 2014a, Kap. I.3.2). Dabei berücksichtigen die Faktoren der EnEV auch die Energiemenge, welche außerhalb des Gebäudes in vorgelagerten Prozessketten verwendet wurde.

152. Die wichtigste Festlegung betrifft die Primärenergiefaktoren für die erneuerbaren Energien, die grundsätzlich mit Null bewertet werden (Holz mit 0,2).¹⁴ Diese Festlegung bedeutet, dass die erneuerbaren Energien nicht in die

¹³ Nach der Energieeinsparverordnung (EnEV) werden die erneuerbaren Energien zur Berechnung des Primärenergiebedarfs von Gebäuden mit dem Faktor 0 bewertet (Holz mit Faktor 0,2) (nach DIN V 18599) um eine Flexibilisierung zwischen Energieeinsparung und Nutzung der erneuerbaren Energien zu ermöglichen.

¹⁴ Aus energiewirtschaftlicher Sicht sind auch die erneuerbaren Energien energetisch zu bewerten. International werden erneuerbare Energien in den Endenergie- wie in den Umwandlungs- und Primärenergiebilanzen ebenso wie die fossilen Energien berücksichtigt. Es ist daher fraglich, ob eine für Einzelobjekte (Wohn- und Nicht-Wohngebäude) geltende Konvention auch auf gesamtwirtschaftliche Sachverhalte angewendet werden kann.

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

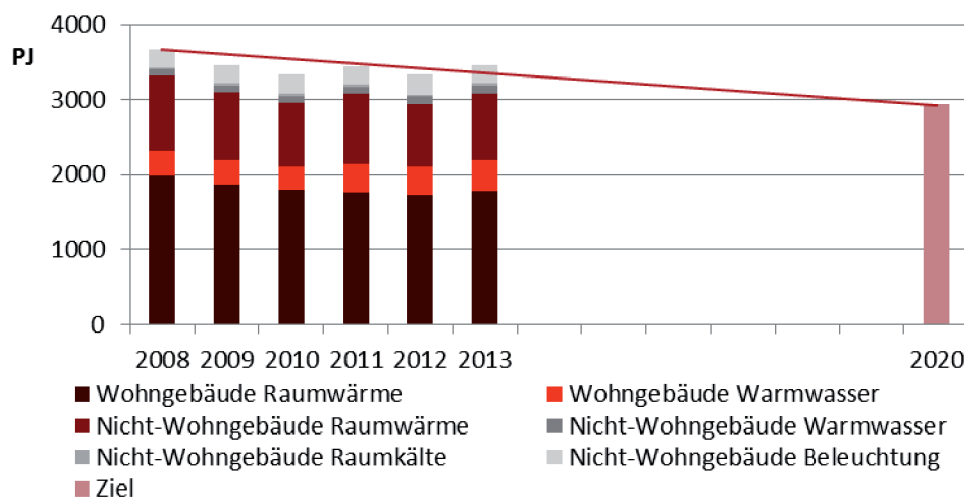
Berechnung des Primärenergiebedarfs einbezogen werden und die im Energiekonzept geforderte Reduktion des Primärenergiebedarfs von 80 % damit nicht nur über Effizienzmaßnahmen erreicht werden kann, sondern auch über den vermehrten Einsatz von erneuerbaren Energien. Dieser Unterschied ist erheblich, denn unter Einbeziehung der erneuerbaren Energien quasi als „Einsparenergie“ ist das Reduktionsziel deutlich weniger anspruchsvoll.

153. Die Expertenkommission plädiert daher dafür, dass die Bundesregierung im Interesse der Klarheit künftig vom *nicht-erneuerbaren* Primärenergiebedarf der Gebäude spricht.

Entwicklung des Energieverbrauchs in Gebäuden

Die Wohn- und Nicht-Wohngebäude verbrauchen seit 2008 je nach Witterungsbedingungen um die 3.500 PJ für Raumwärme, Warmwasser, Raumkühlung und Beleuchtung. Temperaturbereinigt lag der Wärmebedarf im Jahr 2013 bei rund 3.460 PJ. Dies entspricht einer Reduktion von 5,6 % gegenüber dem Basisjahr 2008 oder einer jährlichen Einsparung von rund 1,3 % (siehe Abb. 6-1). Um das 2020-Ziel einer Reduktion des Wärmebedarfs um 20 % gegenüber 2008 noch zu erreichen, müsste die jährliche Reduktion auf etwa 2,3 %/a verdoppelt werden. Damit ist das Ziel nicht durch eine reine Fortsetzung des Trends und der Weiterführung der bereits bestehenden Maßnahmen erreichbar.

154. Der Energiebedarf für die Nicht-Wohngebäude konnte von 2008 auf 2013 um 6 % reduziert werden, wobei ein Anstieg des Energiebedarfs um 5 % in den Gebäuden der Industrie durch eine Reduktion des Bedarfs der Gebäude des GHD-Sektors (-9 %) kompensiert werden konnte (Ziesing, 2014). Eine Analyse für die Nicht-Wohngebäude ist im Fortschrittsbericht nicht gegeben, insbesondere wohl da detailliertere Daten für die relevanten Aktivitätsfaktoren in Industrie und GHD nicht vorhanden sind.

Abb. 6-1: Temperaturbereinigter Endenergiebedarf der Wohn- und Nicht-Wohngebäude

Quelle: Ziesing (2014) basierend auf Daten der AG Energiebilanzen

155. Bei den Wohngebäuden konnte der Energiebedarf ebenfalls um rund 6 % gesenkt werden. Dabei konnte der Raumwärmebedarf (temperaturbereinigt), der den größten Anteil am Energieverbrauch ausmacht, um rund 10 % von 2008 auf 2013 gesenkt werden, wobei die bewohnte Fläche¹⁵ von 2008 bis 2013 um rund 100 Mrd. m² angestiegen ist und der spezifische Raumwärmebedarf um rund 11 % von 161 kWh/m² auf 144 kWh/m² gesenkt werden konnte (siehe BMWi, 2014a, Abb. I.3.3). Der Energiebedarf für die Bereitstellung von Warmwasser ist um rund 19 % über den gleichen Zeitraum angestiegen.

156. Um das langfristige Ziel eines nahezu klimaneutralen Gebäudebestands zu erreichen, soll der *nicht-erneuerbare* Primärenergiebedarf um 80 % von 2008 auf 2050 gesenkt werden. Dabei zeigt der Fortschrittsbericht, dass dieser von 2008 bis 2013 um 5,5 % gesunken ist (BMWi, 2014a, Abschnitt I.3.2). Dies entspricht einer durchschnittlichen jährlichen Reduktion von etwa 1,1 %/a und müsste zur Zielerreichung im Schnitt bis 2050 immerhin auf 2,1 %/a in etwa

¹⁵ Die durchschnittliche Wohnungsgröße ist nur relativ gering von 91,7 m² auf 91,9 m² pro Haushalt von 2008 bis 2013 gestiegen. Die durchschnittliche Wohnfläche von Mietern blieb dabei konstant bei 69 m², während sich die Wohnfläche von Eigentümern von 121 auf 122 m² erhöht hat (Destatis, 2014a).

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

verdoppelt werden. Anstrengungen zur Erreichung des 2020-Energieeffizienzziels sowie der Ausbau der erneuerbaren Wärmeversorgung würden sich entsprechend positiv auf die Erreichung des 2050-Ziels auswirken, da Effizienzmaßnahmen sowie der Einsatz erneuerbarer Wärme den nicht-erneuerbaren Primärenergiebedarf reduzieren.

6.1 Maßnahmen

157. Die Beschreibung der bestehenden Maßnahmen im Fortschrittsbericht 2014 (Abschnitt II.3) ist unvollständig, da insbesondere die Wirkung der einzelnen Maßnahmen, auch im Zusammenspiel mit den weiteren Maßnahmen im Gebäudebereich, zumeist nicht näher erläutert ist. Die Entwicklung in den letzten Jahren zeigt aber, dass für die Umsetzung der ambitionierten Ziele im Gebäudebereich die bestehenden und im Fortschrittsbericht 2014 genannten Maßnahmen wie etwa die Energieeinsparverordnung (EnEV), das CO₂-Gebäudesanierungsprogramm (hier KfW-Programm „Energieeffizient Sanieren“), das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG), das Marktanzreizprogramm (MAP), die Vor-Ort-Beratung und ein einheitlicher Rahmen für Wärmeliefer-Contracting im Mietrecht wohl nicht ausreichen. Die Maßnahmen haben zwar eine positive Einsparwirkung entfaltet, ihre Dimensionierung ist aber mit Blick auf die Ziele nicht adäquat.

158. So sind heute die Mindeststandards der EnEV für den Neubau sowie für Sanierungen weit von den Standards entfernt, die für einen klimaneutralen Gebäudebestand bis 2050 gefragt sind, wobei im Neubau sowie für die Sanierung bereits ambitioniertere Standards gefordert werden könnten. Dabei muss aber berücksichtigt werden, dass höhere Standards im Neubau eventuell dazu führen könnten, dass Bestand erhalten wird, wo Abriss und Neubau eine sinnvollere Maßnahme wäre bzw. höhere Standards für Sanierungen zum verzögerten Ergreifen von Maßnahmen im Bestand und damit zu einer geringeren Sanierungsrate führen können.

159. Darüber hinaus gibt es ein generelles Problem der erfolgs- und gesetzeskonformen Umsetzungskontrolle. Nach Stolte (2012) wird bei etwa 15-20 % der neuerrichteten Gebäude der zulässige Primärenergiebedarf um bis zu 10 kWh/m² überschritten. In Einzelfällen liegt die Überschreitung um bis zu 20-30 % über der EnEV-Vorgabe. Bei Sanierungen im Bestand liegt das Voll-

zugsdefizit je nach Bauteil (Dach, Außenwand, Fenster etc.) zwischen 5-15 % Nichtbeachtung der einzuhaltenden Mindeststandards. Bei den Nachrüstverpflichtungen liegt das Vollzugsdefizit bei den Heizkesseln bei etwa 2-3 %, bei der Dämmung bestehender Heizungsleitungen bei 10-20 %. In anderen Quellen wird das Vollzugsdefizit mit bis zu 25 % abgeschätzt (Ifeu und IWU, 2003; Schüle et al., 2011). Das mögliche Primärenergie-Einsparpotential wird entsprechend im Hintergrundpapier zum NAPE mit rund 200 PJ bis 2020 angegeben und ist damit das zweitgrößte nach der Erhöhung der Sanierungsrate (ISI et al., 2014).

160. Der Nachweis der Einhaltung der EnEV-Vorgaben wird für genehmigungsfreie bauliche Änderungen über eine Bestätigung durch das jeweilige Fachunternehmen erbracht (Unternehmererklärung). Diese wird vom entsprechenden Handwerker ausgefüllt und muss vom Gebäudeeigentümer aufbewahrt und auf Verlangen vorgezeigt werden. Allerdings liegt hier das größte Vollzugsdefizit vor, denn nur etwa 40-55 % der Handwerker (abhängig von der Tätigkeit) stellen überhaupt eine Unternehmererklärung aus (Stolte, 2012). Darüber hinaus werden die Erklärungen nur selten überprüft. Erfolgt eine Überprüfung so findet diese nur auf dem Papier statt und wird nicht etwa auf der Baustelle bzw. am fertigen Gebäude überprüft. Zudem scheinen Bußgelder nur in den seltensten Fällen erhoben zu werden (Tuschinski, 2013). Daher schlägt die Expertenkommission vor, über Stichproben die Erfüllung zu kontrollieren und entsprechende Bußgelder bei Nicht-Erfüllung zu erheben, um insbesondere das Vollzugsdefizit hinsichtlich der Unternehmererklärung zu reduzieren womit letztlich auch die Erfüllung der EnEV nachgewiesen werden muss.

161. Neben der EnEV, die Energieeffizienzstandards für den Neubau und die Sanierung von Gebäuden setzt, wird im Neubau die Nutzung von erneuerbaren Energien über das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) gefordert (siehe dazu Kapitel 8). Dabei unterstützen sich beide Vorschriften gegenseitig in der Erfüllung, denn die Nutzung von erneuerbarer Wärme wirkt sich positiv auf den Primärenergiebedarf eines Gebäudes aus, da sie mit dem Faktor Null (Holz mit Faktor 0,2) und damit wie eine Effizienzmaßnahme bzw. wie kein Energiebedarf bewertet werden. Gleichzeitig hilft aber auch die EnEV bei der Einhaltung des EEWärmeG, denn eine „Übererfüllung“ der EnEV kann im EEWärmeG als „Ausgleichsmaßnahme“ angerechnet werden, so dass der

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

Anteil erneuerbarer Wärme reduziert werden kann (siehe dazu z. B. BDH, 2011). Die Expertenkommission begrüßt in diesem Zusammenhang, dass als Teil der Gebäudeeffizienzstrategie die verbesserte Integration der erneuerbaren Energien in die Wärmeversorgung von Gebäuden und eine Zusammenlegung von EnEV und EEWärmeG überprüft werden soll.

162. Neben den gesetzlichen Vorgaben werden weitere Investitionen in die energetische Sanierung über das KfW-Programm für Wohngebäude angereizt, welches in Kapitel 6.2 näher analysiert wird. Anmerkungen zur Förderung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt finden sich in Kapitel 8. Für die Vor-Ort-Beratung finden sich Hinweise auf die damit erzielten Einspareffekte im Fortschrittsbericht, allerdings ist deren absoluter Umfang doch recht begrenzt.

163. Der Fortschrittsbericht verweist hinsichtlich der Wirkung der bestehenden Maßnahmen auf die Energiereferenzprognose. Diese gibt an, dass im Jahr 2020 für die Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser rund 15,5 % weniger Energie benötigt wird als im Jahr 2008. Hierbei ist aber zu beachten, dass in diesem Referenzszenario implizit schon zahlreiche, über die bestehenden hinausgehende Maßnahmen unterstellt worden sind, so dass die Ergebnisse nicht als business-as-usual-Fall angesehen werden können. Insoweit erscheint die Trendanalyse vom IWU (BMVBS, 2013a), die von einer Minderung von 6,2 % ausgehen angesichts der bisher umgesetzten Maßnahmen realitätsnäher, wenn auch ggf. zu pessimistisch. Beide Studien zeigen aber die Abweichung zum 20 %-Reduktionsziel.

164. Um auf den Zielpfad zu gelangen, müssen daher wirkungsvolle Effizienzmaßnahmen ergriffen werden. Im Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) werden für den Gebäudebereich folgende Sofort-Aktivitäten genannt (BMW, 2014a; weitere Daten nach ISI et al., 2014):

- Die Weiterentwicklung der Vor-Ort-Beratung wurde mit der Novelle im Oktober umgesetzt (Endenergieeinsparung bis 2020 etwa 3 PJ);
- Die steuerliche Förderung von Gebäudesanierungen soll nächstes Jahr eingeführt werden (Endenergieeinsparung bis 2020 von 34 PJ);
- Das KfW-Gebäudesanierungsprogramm wird für die Erhöhung von Tilgungszuschüssen sowie für die Förderung von Nicht-Wohngebäude ab 2015 aufgestockt (Endenergieeinsparung von 10 PJ); und

- Die Förderung von Heizungschecks wird ab 2015 eingeführt (Endenergieeinsparung von 0,2 PJ).

165. Die steuerliche Förderung für Gebäudesanierungen soll für selbst genutzten sowie vermieteten Wohnbestand mit einem Umfang von 1 Mrd. Euro pro Jahr angeboten werden. Sie wäre komplementär zum KfW-Gebäudesanierungsprogramm und würde sich an dessen Standards ausrichten. Gefördert würden umfassende Sanierungen sowie Einzelmaßnahmen. Die Sanierungskosten könnten über 10 Jahre abgeschrieben werden, wobei eine progressionsunabhängige Förderung durch Abzug von der Steuerschuld angedacht ist. Anstatt also eine Absetzung der Kosten von der Steuerlast einzuführen (wie 2011 angedacht), würde ein Betrag direkt von den fälligen Steuern abgezogen. Damit würden höhere Einkommen nicht aufgrund der Steuerprogression bevorteilt.

166. Problematisch ist, dass die Bundesregierung hier einen Vorschlag in die Sofortmaßnahmen schreibt, der letztlich zu Steuerausfällen bei den Ländern führt und daher der Zustimmung des Bundesrats bedarf. Im Jahr 2011 lehnte dieser einen ähnlichen Gesetzesentwurf hauptsächlich wegen dieser zu erwartenden Steuerausfälle und der damaligen progressionsabhängigen Ausgestaltung ab. Eine Kompensation der Steuerausfälle kam für die Bundesregierung damals nicht in Frage, auch weil sie davon ausging, dass die Mehrwertsteuer-Mehreinnahmen über Handwerksarbeiten diese mehr als kompensieren würde.

167. Aus Sicht der Expertenkommission kann die steuerliche Förderung bei geeigneter Ausgestaltung ein wirksames Instrument sein, um die verstärkten Investitionen in die Gebäudesanierung anzureizen. Voraussichtlich spricht die steuerliche Förderung eine größere Breite an Eigentümern an als das KfW-Gebäudesanierungsprogramm, da Steuerersparnisse einen hohen Anreiz darstellen, Gebäudebesitzer, die die Gebäudesanierung ohne KfW-Förderung umsetzen möchten, ebenfalls profitieren und ggf. Steuerberater als zusätzliche „Vermarkter“ aktiviert werden.

168. Die Wirkung der Förderung ist aber aus Sicht der Expertenkommission noch nicht hinreichend evaluiert, da die vorliegende Beschreibung im NAPE sowie in ISI et al. (2014) nur bedingt auf die Kausalität von Maßnahme und Wirkung, auf Wechselwirkungen mit weiteren Instrumenten im Gebäudebe-

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

reich und auf Mitnahme- und Rebound-Effekte eingeht. ISI et al. (2014) führt aber aus, dass sich die Förderung an Sanierungstiefen entsprechend dem KfW-Effizienzhaus (EH) 70 bzw. 50 für umfassende Sanierungen sowie an den Vorgaben für Einzelmaßnahmen orientieren wird. Diese Sanierungstiefen sind aus Sicht der Expertenkommission sinnvoll, da sie den langfristig benötigten entsprechen. Darüber hinaus sollte die Ausgestaltung der Förderung auch die Kontrolle der realisierten Einsparungen umfassen und für Einzelsanierungen sollte zuerst ein Energieberater konsultiert werden, der einen Sanierungsfahrplan für das Gebäude erstellt, um Fehlinvestitionen und damit Fehlförderung zu verhindern wie dies auch für das KfW-Gebäudesanierungsprogramm gelten sollte (siehe dazu auch Kapitel 6.2).

169. Die Anpassungen der bestehenden Maßnahmen sowie die zusätzlichen Maßnahmen des NAPE sind in ihrer Wirkung bis 2020 nicht ausreichend, so dass das 2020-Ziel auch unter Berücksichtigung des NAPE wohl nicht erreichbar ist. Darüber hinaus ist zu beachten, dass die Maßnahmen längerfristig ihre Wirkung entfalten sollen und so sollten diese an der langfristigen Perspektive bis 2050 ausgerichtet sein – insbesondere auch um Lock-in Effekte zu vermeiden. Ein Verzug bei der Erreichung des 2020-Ziels ist dann weniger tragisch, wenn in den nächsten Jahren weitere glaubhafte Anstrengungen zur Erreichung des 2020- und 2050-Ziels ergriffen werden, etwa im Rahmen der Gebäudeeffizienzstrategie. Die Eckpunkte der Strategie sind im NAPE bereits beschrieben und beinhalten die richtigen Schlagworte wie etwa die genannten Anpassungen der EnEV zur Einführung des Niedrigstenergiegebäude-Standards für Neubauten, Verbesserung des Vollzugs und Abgleich bzw. ggf. Zusammenlegen der EnEV mit dem EEWärmeG sowie die Problematiken im Mietrecht.

170. Unter Berücksichtigung von langen Sanierungszyklen ist es aber auch im Bereich des Bestands notwendig zielgerichtete Sanierungstiefen anzustreben und diese auch gesetzlich sowie förderpolitisch zu festigen. Um Lock-in Effekte zu vermeiden, sollte eine Anpassung an die langfristigen Ziele der Bundesregierung erfolgen. Dies bedeutet, dass neben einer Verschärfung der EnEV, eine stabile und gut ausgestattete und ausgestaltete Förderung der energetischen Gebäudesanierung auf ein zielkonformes Niveau umgesetzt wird (siehe dazu auch folgende Ausführungen zum KfW-Gebäudesanierungsprogramm).

171. Die genaue Ausgestaltung und das Ergreifen neuer Maßnahmen sollte dabei nicht unnötig verzögert werden. In diesem Sinne sei auch darauf hingewiesen, dass noch kein Sanierungsfahrplan vorliegt, obwohl dieser zum Fortschrittsbericht im Eckpunktepapier (BMWi, 2014b) angekündigt worden war.

6.2 Das KfW-Gebäudesanierungsprogramm

172. Im Folgenden bewerten wir das KfW-Programm „Energieeffizient Sanieren“ im Hinblick auf die Ziele des Energiekonzeptes im Gebäudebereich, da die Evaluierung der Maßnahmen (siehe dazu auch Kapitel 3) inklusive dem KfW-Gebäudeprogramm im Fortschrittsbericht 2014 (Abschnitt II.4.1) nur unzureichend erfolgt ist.

173. Der Fortschrittsbericht stützt sich bei der Beschreibung des Programms auf IER / IZT (2014), die sich im Wesentlichen auf die Ergebnisse der Gutachten von IEK-STE (2012), IWU / BEI (2011, 2012) und IWU / IFAM (2013) stützen. Aus Sicht der Expertenkommission sind aber wichtige Fragestellungen in den Evaluierungen nicht beantwortet worden, die für die Bewertung des Programms hinsichtlich der Ziele im Gebäudesektor benötigt werden. Diese Fragestellungen werden im Folgenden näher erläutert, wobei es im Rahmen dieses Monitorings nicht möglich ist, sie auch zu beantworten.

Kurzbeschreibung des Programms

174. Das Programm fördert Sanierungen von Wohngebäuden, die über die Vorgaben der EnEV¹⁶ hinausgehen. Es werden folgende Maßnahmen über Investitionszuschüsse oder alternativ zinsvergünstigte Kredite in Kombination mit Tilgungszuschüssen gefördert:

¹⁶ Für Sanierungen schreibt die EnEV vor, dass bei umfassender Modernisierung der Primärenergiebedarf des sanierten Gebäudes nur bis zu 40 % höher sein darf als der eines entsprechenden Neubaus. Wenn die Anforderungen an den Neubau ab dem Jahr 2016 ansteigen, ist eine Überschreitung von bis zu 65 % zulässig. Die Nutzung von erneuerbaren Energien werden bei der Berechnung des Primärenergiebedarfs angerechnet, sodass die Energieeffizienzstandards durch die Nutzung Erneuerbarer leichter zu erfüllen ist. Bei Einzelmaßnahmen oder der Erneuerung einzelner Bauteile müssen bestimmte Wärmedurchgangskoeffizienten eingehalten werden (siehe EnEV, 2014, Anlage 1 für Wohngebäude).

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

- Einzelmaßnahmen, wenn die vom Programm vorgegebenen maximalen Wärmedurchgangskoeffizienten nicht überschritten werden (Zuschuss von 10 % der förderfähigen Investitionskosten aber maximal 7.500 Euro pro Wohneinheit; Kredit bis zu 50.000 Euro); oder
- eine umfassende energetische Sanierung des Gebäudes, wenn ein KfW-Effizienzhaus (EH)¹⁷ erreicht wird (Zuschuss von 10 % bis 25 % der förderfähigen Investitionskosten aber maximal 7.500 Euro bis 18.750 Euro je nach erreichtem Standard; Kredit bis zu 75.000 Euro mit Tilgungszuschuss zwischen 2,5 % und 17,5 % des Zusagebetrags je nach erreichtem Standard).

Das Programm will zudem über die mit der Förderung verbundene professionelle Energieberatung Informationsdefizite abbauen und unterstützt Immobilieneigentümer bei energierelevanten Investitionsentscheidungen.

175. Insgesamt lag das geförderte Investitionsvolumen im Jahr 2012 bei 5,4 Mrd. Euro gegenüber einem insgesamt energetisch relevanten Bauvolumen in Bestandswohngebäuden von rund 37,1 Mrd. Euro (BMW, 2014c). Der Anteil liegt damit bei rund 15 %. In Anspruch genommen wird das Programm hauptsächlich von Besitzern von Ein- und Zweifamilienhäusern (EZFH) (2012: 87 % der Förderzusagen; 40 % der Wohneinheiten). Gefördert werden zumeist Einzelmaßnahmen (2012: 84 % der Förderzusagen; 78 % der Wohneinheiten) (IWU / IFAM, 2013).

Kausalität und Wechselwirkungen

176. Die Vermarktung des Programms findet über die Hausbanken statt, wobei die KfW auch auf ihrer Website für das Programm wirbt. Leider adressieren die Evaluierungen des Programms aber nicht die Frage, ob Gebäudebesitzer durch das Programm zum energetischen Sanieren angestoßen werden oder ob sie erst nach der Entscheidung eine energetische Sanierung vorzunehmen auf das Programm aufmerksam werden. Des Weiteren ist unklar, ob das Pro-

¹⁷ Es werden z. B. energetische Sanierungen unterstützt, die das Haus etwa auf das Niveau eines Neubaus (KfW-Energieeffizienzhaus (EH) 100) heben; die Förderklassen sind zurzeit: EH 110 (110 % des Primärenergiebedarfs eines Referenzneubaus) bis EH 55 (55 % des Primärenergiebedarfs eines Referenzneubaus).

gramm dann zu einer höheren Sanierungstiefe führt oder diese schon vorher feststeht und der Förderbetrag „mitgenommen“ wird. Die Beantwortung dieser Fragen würde helfen zu klären, ob das KfW-Programm primär die Sanierungstiefe erhöht, Auswirkungen auf die Sanierungsrate hat und wie hoch die Mitnahmeeffekte einzuschätzen sind.

177. Generell ist bei der Bewertung des Programms auch das Nutzerverhalten nicht außer Acht zu lassen, da es vor sowie nach der Sanierung neben den rein technischen Werten die wirklich realisierte Energieeinsparung stark beeinflussen kann. Wichtige Größen sind etwa die Veränderung der durchschnittlichen Temperatur in der Wohnung oder das Lüftungsverhalten. Eine Ausprägung sind dabei auch Rebound-Effekte, die entstehen wenn Energieverbraucher auf Grund der Vorteile einer Effizienzverbesserung mehr Energiedienstleistungen als vor Durchführung der Effizienzmaßnahme nutzen und damit ihre Energienachfrage weniger stark reduzieren als dies ohne den Rebound-Effekt zu erwarten wäre (siehe dazu auch EWK, 2014). Madlener und Hauertmann (2011) zeigen etwa anhand einer empirischen Studie basierend auf deutschen Haushaltsdaten, dass der direkte Rebound-Effekt im Wärmebereich zwischen 12 % und 49 % betragen kann.

178. Zudem gibt es im Bereich der Gebäudesanierung weitere Instrumente deren Wechselwirkungen mit dem KfW-Programm zu berücksichtigen sind. Die Evaluationen des Programms beschreiben diese bislang aber nicht. Besonders relevante weitere Maßnahmen sind etwa das Marktanreizprogramm (MAP) zur Förderung von erneuerbaren Energien im Wärmemarkt über das BAFA sowie die angedachte steuerliche Förderung von Investitionen in die energetische Gebäudesanierung.

179. Wechselwirkungen mit dem MAP treten bei der Förderung einer umfassenden Sanierung zum KfW-Effizienzhaus sowie bei der Förderung von Einzelmaßnahmen auf. Bei umfassenden Sanierungen ergänzen sich beide Förderinstrumente, denn der Einsatz eines (MAP-geförderten) erneuerbaren Heizsystems führt im Vergleich zu einer fossilen Alternative zu einem besseren KfW-

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

Effizienzhaus, was die Höhe der Förderung bestimmt.¹⁸ Es ergibt sich also ein doppelter Anreiz für den Einsatz eines erneuerbaren Heizsystems (weniger für eine bessere Sanierungstiefe) durch den Zuschuss aus dem MAP sowie eine höhere Förderung durch das KfW-Gebäudesanierungsprogramm. Darüber hinaus kann bei 30 %iger Übererfüllung der EnEV-Vorgaben für die thermische Hülle des Gebäudes noch der Effizienzbonus des MAP in Anspruch genommen werden (der Zuschuss wird um die Hälfte erhöht) (BAFA, 2014; KfW, 2014).

180. Bei Einzelmaßnahmen bietet das KfW-Programm eine Förderung für die Erneuerung oder Optimierung der Heizungsanlage an. Bei Einsatz einer Kombination aus fossiler und erneuerbarer Energie kann entweder die Förderung des KfW-Programms oder (für die Förderung des erneuerbaren Energien Anteils) das MAP in Anspruch genommen werden. Wird die Förderung aus dem MAP genutzt, so bietet die KfW einen Ergänzungskredit (Kredit 167) an. Wird die Anlage komplett auf erneuerbare Energien umgestellt, kann das MAP ebenfalls in Kombination mit dem Ergänzungskredit der KfW in Anspruch genommen werden. Es gilt dabei, dass die Summe aus Kredit und Zuschuss die Gesamtkosten der Heizungserneuerung nicht übersteigen darf (BAFA, 2014; KfW, 2014).

181. Die Überlappung beider Fördermechanismen mit zum Teil unterschiedlichen Vorgaben (das KfW-Programm sowie das MAP fördern in gewissem Maße die energetische Sanierung und den Einsatz erneuerbarer Heizsysteme) erhöht die Komplexität und ist daher nicht unbedingt hilfreich Gebäudebesitzern die Förderoptionen zu vermitteln und somit Investitionen anzureizen. Die im Zuge der Gebäudeeffizienzstrategie angestrebten Überlegungen zur besseren Integration von erneuerbaren Heizsystemen im Gebäudebereich sollten daher auch eine Evaluierung der (Wechsel)Wirkung beider Förderinstrumente mit Blick auf Gebäudeeigentümer und deren Entscheidungsprozesse und die entsprechende Vereinfachung beider Förderinstrumente und ggf. ihr Zusammenlegen umfassen.

¹⁸ Dies ist der Fall, da die erneuerbaren Energien mit dem Faktor Null bzw. Holz mit dem Faktor 0,2 bei der Berechnung des Primärenergiebedarfs bewertet werden und der Primärenergiebedarf den erreichten KfW-Effizienzhausstandard bestimmt.

182. Um die tatsächlichen Effekte des KfW-Programms auf Sanierungsrate und -intensität besser einschätzen zu können, ist ein besseres Verständnis der Entscheidungsprozesse und des Verhaltens der Gebäudeeigentümer und/oder der Mieter sowie die entsprechenden Mitnahme- und Rebound-Effekte und Wechselwirkungen mit anderen Instrumenten wichtig. Letztlich ist aber die Kausalität zwischen der Maßnahme und den beobachteten Effekten nicht abschließend geklärt, denn im Rahmen der Evaluation wird implizit die Annahme getroffen, dass jeder Förderempfänger die Sanierung aufgrund des Programms durchführt.¹⁹ Ohne aber eine entsprechende Abfrage der Förderempfänger oder eine Kontrollgruppe, die die Förderung der KfW nicht in Anspruch genommen hat, lässt sich die ursächliche Wirkung der Maßnahme nicht identifizieren (siehe dazu auch Kapitel 3). Das Ziel der Evaluation sollte es jedoch sein, den Effekt des Förderprogramms von anderen sich überlagernden Einflüssen und Faktoren zu isolieren und anschließend zu quantifizieren. Grösche et al. (2013) zeigen dann auch, dass gerade im Bereich der Gebäudesanierung unberücksichtigte Mitnahmeeffekte zu einer Überschätzung der Effektivität und Effizienz von Förderprogrammen führen kann.

183. Eine vertiefte Evaluation des Programms unter Berücksichtigung dieser Faktoren kann entsprechend für eine bessere Einschätzung der Wirkungen und ggf. auch Ausgestaltung des Programms genutzt werden. Dabei sollen die folgenden Punkte vor allem als Vorschläge zur Ergänzung der bereits bestehenden Evaluation verstanden werden. Der Fokus liegt dabei auf der Bestimmung und Isolierung der Wirkung des KfW-Förderprogramms.

184. Essentiell für die Überprüfung der Wirksamkeit der Förderung sind Informationen über eine Gruppe von Immobilieneigentümern, die keine Förderung von der KfW erhält (Kontrollgruppe). Diese Gruppe darf sich zudem nicht systematisch von der Gruppe, welche die Förderung erhalten hat (Behandlungsgruppe), unterscheiden. Ist dies gegeben, können in der Analyse der

¹⁹ Bereits in der Studie IWU und IFAM (2013) auf deren Ergebnisse sich die Evaluation stützt, heißt es „Ermittelt wurden somit die insgesamt durch die geförderten Modernisierungen erreichten Energie- und CO₂-Einsparungen. Diese wurden nicht in jedem Einzelfall allein durch das KfW-Programm „Energieeffizient Sanieren“ bewirkt. Es existieren auch andere Einflüsse. Eine Abgrenzung verschiedener Einflussfaktoren ist methodisch schwierig und konnte im Rahmen dieser begrenzten Untersuchung nicht durchgeführt werden.“

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

Maßnahme implizit zahlreiche unbeobachtete Faktoren, die auf die Entscheidung der Immobilieneigentümer einwirken, berücksichtigt werden. Durch diesen Vergleich werden somit auch Mitnahmeeffekte direkt miteinbezogen. Zudem werden mögliche Wirkungen von anderen überlagernden Maßnahmen, wie z. B. der Vor-Ort-Energieberatung des Bundes (BAFA), von der Wirkung des KfW-Programms getrennt. In der momentanen Ausgestaltung der Förderprogramme kann diese Gruppe jedoch nicht ermittelt werden (und somit können auch keine Daten erhoben werden). Eine Verbesserung der Analyse wäre schon gegeben, wenn die Energieverbrauchsdaten der Geförderten erhoben und ausgewertet würden. Damit könnte immerhin schon der konkrete Verbrauch vor und nach der Maßnahme verglichen werden. Die ursächliche Wirkung der Maßnahme könnte so allerdings nicht bestimmt werden.

Qualität der Maßnahme

185. Unter Berücksichtigung der oben genannten Einschränkungen, liefert der Fortschrittsbericht (Abschnitt II.4.1) eine Übersicht zur Wirkung des Programms hinsichtlich der Endenergie- und Treibhausgaseinsparung und den dafür eingesetzten Fördervolumen. Dabei werden aber die Endenergieeinsparungen bzw. die Treibhausgasvermeidungskosten nicht mit anderen Maßnahmen in Bezug gesetzt, wohl auch da diese für andere Maßnahmen im Gebäudereich nicht genannt sind.

186. Die Wirkung des Programms hinsichtlich Sanierungsrate und -intensität fehlt ebenfalls, sodass hier kurz darauf eingegangen wird. Sie kann im Rahmen dieser Stellungnahme aber nur grob skizziert werden, vertiefte Analysen müssten im Rahmen der Evaluierungen stattfinden, die diese Fragestellung bisher aber nicht adressiert haben.

187. Um das Programm einzuschätzen, nehmen wir an, dass eher wenige tiefe Sanierungen vielen eher oberflächlichen Sanierungen vorzuziehen sind. Denn wenn ein Gebäude saniert wurde, ist es gut möglich, dass das Gebäude bis 2050 nicht noch einmal saniert wird. Dabei spielt der Sanierungszyklus eine wichtige Rolle, der heute meist mit 30-40 Jahren abgeschätzt wird. Sanieren also heute viele ihre Gebäude mit geringer Tiefe, würde dies helfen das 2020-Ziel zu erreichen, aber es würde langfristig nicht zu der Reduktion des *nicht-erneuerbaren* Primärenergiebedarfs von 80 % bis 2050 führen wofür es verstärkt hohe Sanierungstiefen bräuchte. Dennoch soll dies nicht bedeuten, dass

Energieeffizientes Bauen und Sanieren

die Sanierungsrate zu vernachlässigen ist sondern dass eine geringe Steigerung der Sanierungsrate bei gleichzeitiger hoher Sanierungsintensität zu verfolgen ist.

188. Durch die Ausgestaltung und den „Vertriebsweg“ des KfW-Programms, kann aber davon ausgegangen werden, dass das Programm nicht primär zu einer Erhöhung der Sanierungsrate führt sondern eher die Sanierungstiefe bei denen, die eine Sanierung vornehmen wollen, verbessert. Bei umfassenden Sanierungen fördert das KfW-Programm nun aber auch Sanierungstiefen, die für die langfristige Zielerreichung nicht ausreichen. Zur Zielerreichung müsste der spezifische nicht-erneuerbare Primärenergiebedarf bezogen auf die Wohnfläche im Durchschnitt von heute rund 337 auf rund 61 kWh/m² und Jahr sinken.²⁰ Dies entspricht mindestens dem KfW-Effizienzhaus 70. Im Jahr 2012 wurden aber über das KfW-Programm hauptsächlich schlechtere Effizienzklassen gefördert (siehe Tab. 6-2). Dass heute schon zielkonforme Standards in der Sanierung erreicht werden, zeigt das Modellvorhaben „Effizienzhäuser“. Im Durchschnitt wurde der Endenergiebedarf der Wohngebäude um 76 % auf 54 kWh/m² und Jahr reduziert (Stolte et al., 2013). Damit würde der Zielwert für den nicht-erneuerbaren Primärenergiebedarf von 61 kWh/m² mit fast allen Energieträgern erreicht werden mit Ausnahme Nah- und Fernwärme aus Heizwerken, die fossile Brennstoffe nutzen, sowie Braunkohle.

Tab. 6-2: Förderung nach Energiehausstandard des Programms "Energetisches Sanieren" für das Jahr 2012

	Anzahl Förderzusagen	Anzahl Wohneinheiten
KfW-Effizienzhaus 55	652	1.738
KfW-Effizienzhaus 70	2.070	6.803
KfW-Effizienzhaus 85	3.062	11.173
KfW-Effizienzhaus 100	3.913	17.089
KfW-Effizienzhaus 115	3.724	13.817
KfW-Effizienzhaus Denkmal	689	2.134
Einzelmaßnahmen	73.598	189.497

Quelle: IWU / IFAM (2013)

²⁰ Unter der Annahme, dass die Wohnfläche bis zum Jahr 2050 auf knapp 4 Mrd. m² ansteigt (Prognos / EWI / GWS, 2014).

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

189. Das KfW-Programm fördert auch Einzelmaßnahmen. Sie machen den größten Anteil der Förderzusagen aus (siehe Tab. 6-2). Durch die Kombination verschiedener Maßnahmen über einen längeren Zeitraum können Liquiditätsprobleme beim Gebäudebesitzer gelöst werden, während gleichzeitig die Summe der Maßnahmen längerfristig zu einem effizienten Gebäude führen. Die Vorgaben für die Einzelmaßnahmen müssen also so ausgestaltet sein, dass sie in Kombination zu einem langfristig „zielkonformen“ Effizienzstandard führen. Dies scheint gegeben, da die Vorgaben des KfW-Programms für die Wärmedurchgangskoeffizienten (U-Werte) diejenigen zur Erreichung eines KfW-Effizienzhauses 70 einhalten.

190. Gleichzeitig ist es wichtig, dass die Reihenfolge der Maßnahmen sinnvoll gestaltet und etwa in einem Sanierungsfahrplan festgelegt wird, um Fehlinvestitionen und Fehlförderung zu verhindern (etwa wenn auf eine Modernisierung des Heizkessels die Dämmung des Hauses folgt, die dann eine Überdimensionierung des Heizkessels zur Folge hätte). Die Erstellung von Sanierungsfahrplänen wird jetzt im Rahmen der Vor-Ort-Beratung angeboten (siehe NAPE, 2014). Für das KfW-Programm sollte überprüft werden, ob eine Verpflichtung für die Erstellung als Fördervoraussetzung und auch das Handeln nach dem Fahrplan für eine Förderung sinnvoll gestaltet werden kann.

191. Mit Blick auf die Sanierungstiefe, sollte aus Sicht der Expertenkommission entsprechend der Anspruch an umfassende Sanierungen erhöht werden (ggf. Löschen von schlechten Effizienzklassen) bzw. könnten bessere Förderbedingungen für hoch-effiziente Klassen (EH 70 und EH 55) umgesetzt werden während für die Förderung von Einzelmaßnahmen eher längerfristig eine Revision anstehen sollte.

192. Zur Steigerung der Sanierungsrate müsste das KfW-Programm wohl nicht nur aufgestockt werden, sondern in seiner Ausgestaltung überdacht werden. So wurde der Fördertopf etwa im Jahr 2014 nicht voll ausgeschöpft. Es fehlt aber bislang noch an einer Auswertung der Gründe, die entweder direkt auf das KfW-Programm zurückzuführen sein können (z. B. zu komplexe Anträge; Anreiz zu gering) und/oder auf externe Faktoren (z. B. gute Kreditkonditionen von Hausbanken, konjunkturelle Schwankungen). Liegen die Gründe primär beim KfW-Programm kann die Anpassung der Förderkonditio-

Energieeffizientes Bauen und Sanieren

nen sinnvoll sein. Diese sollte aber entsprechend Mitnahmeeffekte sowie benötigte Sanierungstiefen berücksichtigen.

7 Verkehr

Das Wichtigste in Kürze

Der quantitativen Beschreibung der Entwicklung des Energieverbrauchs und seiner Komponenten im Entwurf des Fortschrittsberichts kann weitgehend gefolgt werden. Im Ergebnis zeigt sich, dass eine Fortsetzung des bisherigen Verbrauchstrends zu einer spürbaren Verfehlung der für 2020 beschlossenen Ziele führen müsste.

Nach eigenem Bekunden rechnet die Bundesregierung erst für 2030 damit, dass der verkehrsbezogene Energieverbrauch um 11 % gesenkt werden kann und damit das Ziel für 2020 nicht erreicht wird. Im Klimaschutzprogramm wird (unter Vorbehalt) bis 2020 eine Reduktion der verkehrsbedingten CO₂-Emissionen um rund 10 Mio. t erwartet; allerdings werden die dazu notwendigen Maßnahmen nur rudimentär qualifiziert. Im Übrigen wären das gegenüber dem Zielbezugsjahr 2005 lediglich rund 6 % weniger CO₂-Emissionen.

Im Rahmen des wissenschaftlichen Begleitvorhabens beim BMWi wurden entsprechende Aussagen zur künftigen Entwicklung des verkehrsbedingten Energieverbrauchs erarbeitet. Von den dort und in vergleichbaren Studien (etwa in den Politikszenerarien VI) formulierten Empfehlungen sollte die Bundesregierung Gebrauch machen.

Aus Sicht der Expertenkommission ist eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende nicht zu erreichen ohne einen signifikanten Beitrag des Verkehrssektors, zumal dieser nahezu vollständig von fossilen Energieträgern abhängt. Dies hätte sich auch in der Diskussion der zusätzlich notwendigen Maßnahmen niederschlagen sollen.

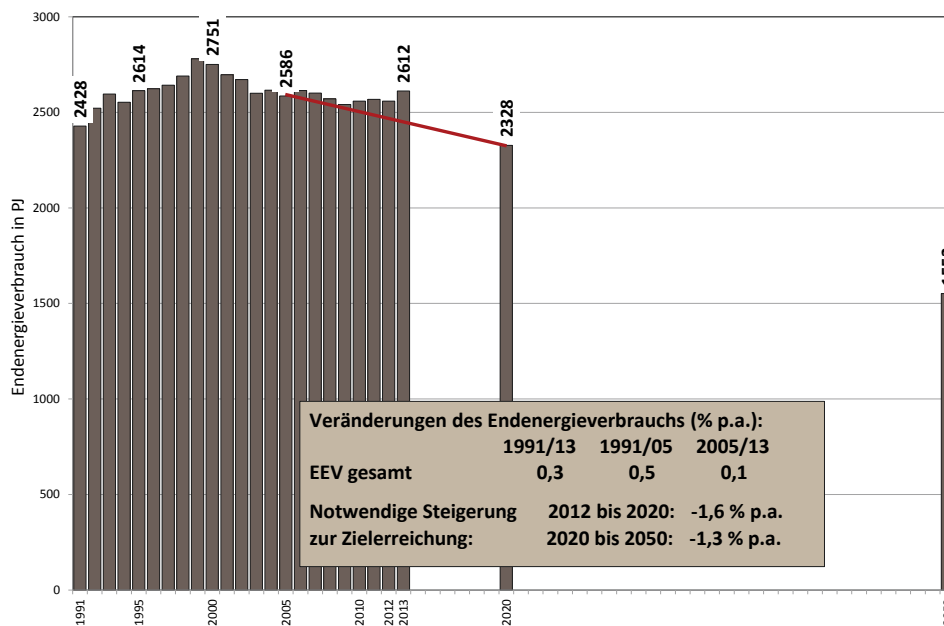
Energieverbrauch und Energieeffizienz im Verkehr

193. Der Endenergieverbrauch im Verkehr soll bis 2020 um 10 % im Vergleich zu 2005 gesenkt werden. Eine Fortsetzung der bisherigen Entwicklung lässt dies nicht erwarten. So weist der verkehrsbezogene Energieverbrauch nach 2005 eher wieder eine leicht steigende Tendenz auf. Auf diese Steigerung weist auch der Fortschrittsbericht der Bundesregierung hin. Bezogen auf 2005 war der verkehrsbedingte Endenergieverbrauch im Jahr 2013 immerhin um 1 % höher. Vor diesem Hintergrund hätte die Expertenkommission eine Aussa-

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

ge darüber erwartet, mit welcher Tendenz die Bundesregierung für die Zukunft rechnet. Schließlich müsste der Energieverbrauch zur Zielerreichung bis 2020 gegenüber 2013 jedes Jahr um 1,6 % (insgesamt also etwa um 11 %) reduziert werden (Abb. 7-1).

Abb. 7-1: Entwicklung des Energieverbrauchs im Verkehr



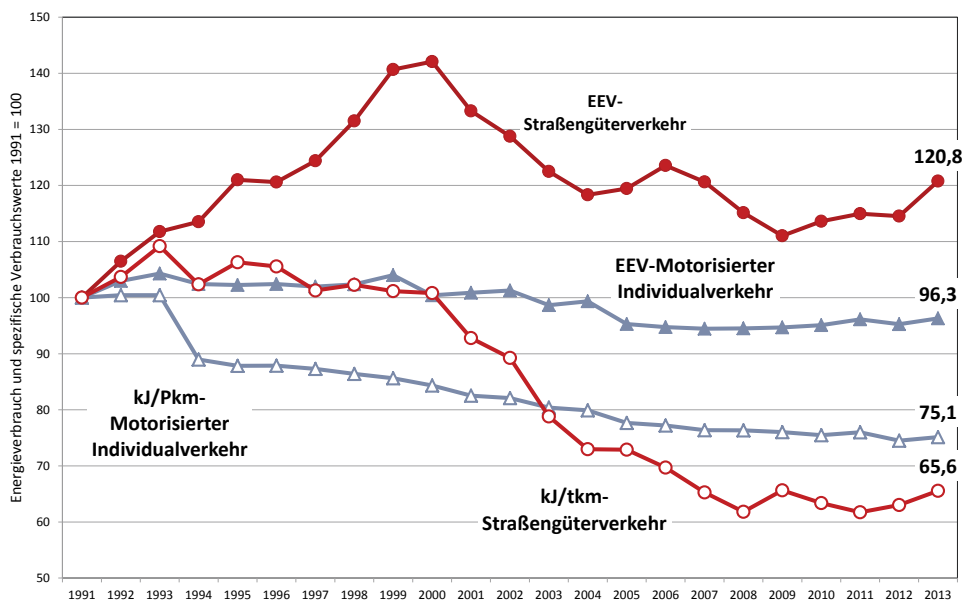
Quelle: Eigene Darstellung basierend auf AG Energiebilanzen und BMWi / BMU (2010)

194. Die Entwicklung im Verkehr wird weitgehend durch die Veränderungen der Personen- und Güterverkehrsleistung bestimmt. Die Verkehrsleistung war 2013 im Personenverkehr um knapp 5 % und im Güterverkehr um reichlich 11 % höher als 2005. Ähnlich sind die Veränderungen im Straßenverkehr. Hierfür lässt sich auch der jeweilige spezifische Endenergieverbrauch auf der Grundlage der vom DIW geschätzten Leistungs- und Energieverbrauchsdaten angeben (DIW, 2014). Danach ist der spezifische Verbrauch in den Jahren von 1991 bis 2013 im Straßenpersonenverkehr (motorisierter Individualverkehr) um rund ein Viertel und im Straßengüterverkehr um reichlich ein Drittel gesunken. Allerdings ist festzustellen, dass sich die Reduktion seit dem Zielbezugsjahr 2005 deutlich verlangsamt hat: Betragen die durchschnittlichen jährlichen Minderungen von 1991 bis 2005 im motorisierten Individualverkehr noch 1,8 %, waren es von 2005 bis 2013 nur noch 0,4 %; im Straßengüterver-

Verkehr

kehr kam es zu einer Abschwächung von 2,8 % auf 1,3 %. Im Individualverkehr führte dies angesichts steigender Verkehrsleistungen im Ergebnis dazu, dass der absolute Energieverbrauch im Jahr 2013 im Individualverkehr wie im Straßenverkehr höher war als 2005 (Abb. 7-2).

Abb. 7-2: Energieverbrauch und spezifische Verbrauchswerte im Straßenpersonen- und Straßengüterverkehr von 1991 bis 2013



Quelle: AG Energiebilanzen

195. Zum Rückgang der spezifischen Verbrauchswerte im Individualverkehr hat auch die Senkung der durchschnittlichen Verbrauchswerte der neu zugelassenen Pkw und Kombis beigetragen. Hierzu weist der Fortschrittsbericht im Teil I auf entsprechende Angaben des Kraftfahrtbundesamtes hin, wonach der durchschnittliche Kraftstoffverbrauch neuer Fahrzeuge insgesamt von 8,0 l/100km im Jahr 1998 um fast ein Drittel auf 5,5 l/100km im Jahr 2013 zurückgegangen ist. Allerdings zeigen viele Untersuchungen, dass die tatsächlichen spezifischen Verbrauchswerte mehr oder weniger deutlich von den Normwerten des Kraftfahrtbundesamtes abweichen. So weist eine vergleichende Studie des International Council on Clean Transportation bezogen auf die spezifischen CO₂-Emissionen auf erhebliche Diskrepanzen zwischen den Normwerten und den tatsächlichen Werten hin, die sich in den vergangenen

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

Jahren sogar noch ausgeweitet haben: „While in 2001 this gap was just 8 percent, it grew to 18 percent by 2008 and then to 38 percent in 2013. The increase in recent years was especially steep. Since our first analysis, the gap has been growing by about one fifth per year.“ (ICCT, 2014). Dabei ist zu beachten, dass die jeweiligen Grenzwerte für die EU-weite Regulierung (the so-called certification or “type-approval” values) auf der Grundlage von Laborbedingungen entsprechend des New European Driving Cycle (NEDC) ermittelt werden. Einerseits öffnet dies für die Hersteller einen Spielraum für die Messung von Fahrzeugemissionen, den sie schon aus ökonomischen Gründen möglichst weit nutzen. Andererseits haben die unter Laborbedingungen ermittelten Ergebnisse nur einen lockeren Bezug zu den tatsächlichen Emissions- und Verbrauchswerten, die im täglichen Betrieb auf der Straße typisch sind.

Bewertung der Entwicklung von Energieverbrauch und Energieeffizienz

196. Der vorstehende Überblick über die Ziele der Bundesregierung zur künftigen Entwicklung des Energieverbrauchs und der Energieeffizienz im Vergleich zu einer Fortsetzung der bisherigen Tendenzen zeigt auch für den Verkehr die Gefahr einer deutlichen Zielverfehlung. So könnte der verkehrsbedingte Endenergieverbrauch bis 2020 sogar noch leicht steigen (+2,4 %) statt um 10 % reduziert zu werden; dem entspricht eine Deckungslücke um rund 320 PJ. Vor diesem Hintergrund konstatiert die Expertenkommission einen beträchtlichen Handlungsbedarf zur Abwendung der Gefahr einer weitgehenden Verfehlung bei einem der wichtigen Ziele der Energiewende. Allerdings kommt die (optimistische) Referenzprognose von Prognos et al zu dem Ergebnis eines gegenüber 2005 um 7,3 % niedrigeren Verbrauchs, und das Öko-Institut schätzt den Rückgang auf 5,5 %. Im Vergleich zu 2013 entspricht dem eine Reduktion um 8,2 % bzw. 6,4 %. Aber auch diese Ergebnisse signalisieren eine – wenn auch deutlich schwächere - Zielverfehlung. Dies wird noch sichtbarer, wenn man die seit 2010 steigenden Verbrauchswerte einbezieht, die bei beiden Vorausschätzungen noch nicht berücksichtigt werden konnten.

197. Dies bedeutet natürlich gleichzeitig auch, dass der Beitrag des Verkehrs zur Emissionsminderung nicht in dem vorgesehenen Umfang eintritt. Immerhin waren die verkehrsbedingten CO₂-Emissionen im Jahr 2013 mit rund 19 % an den gesamten CO₂-Emissionen und mit fast 17 % an den gesamten Treibhausgasemissionen beteiligt.

Maßnahmen zum Verkehrssektor

198. Einen ersten Eindruck von den von der Bundesregierung für den Verkehrssektor vorlegten Maßnahmen erhielt die Expertenkommission erst mit dem Entwurf des Fortschrittsberichts mit Stand vom 21. November 2014. Angesichts der Kürze der für eine sachgerechte Kommentierung zur Verfügung stehenden Bearbeitungszeit, stehen die folgenden Ausführungen unter dem Vorbehalt der Vorläufigkeit. Die Expertenkommission begrüßt aber ausdrücklich die Aussage in diesem Fortschrittsbericht 2014, wonach der „Verkehrsbereich ... seinen Beitrag zur Umsetzung der Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung leisten (muss)“ (BMW, 2014a, Abschnitt II.5).

199. Dazu setzt die Bundesregierung vor allem auf die Diversifizierung der Energiebasis des Verkehrs mit alternativen Kraftstoffen in Verbindung mit innovativen Antriebstechnologien, auf die weitere Steigerung der Energieeffizienz von Verbrennungsmotoren, auf die Optimierung der Verkehrsabläufe und auf Verlagerungen eines möglichst großen Anteils des Verkehrs auf den jeweils (energie-)effizientesten Verkehrsträger (ebenda). Hierzu nennt sie eine Reihe von existierenden Maßnahmen, deren Wirkungen auf Endenergieverbrauch und CO₂-Emissionen sie allerdings nicht benennt. Gerade für diesen Sektor könnte aus Sicht der Expertenkommission der Versuch einer Wirkungsanalyse der bisherigen Politiken, wie in Kapitel 3 beschrieben, von großem Nutzen sein.

200. In ihrem Ausblick weist die Bundesregierung selbst darauf hin, dass mit den bisher beschlossenen Maßnahmen im Verkehrsbereich der Endenergieverbrauch um knapp 11 %, allerdings erst bis 2030, reduziert werden kann. Dazu führt sie weiter aus, „dass der Großteil der CO₂-Minderung im Jahr 2020 im motorisierten Individualverkehr erreicht wird. Mittelfristig wirken insbesondere solche Instrumente, die die Effizienz der konventionellen Antriebe beeinflussen, wie die CO₂-Zielwerte für neue Pkw, die Pkw-Energieverbrauchskennzeichnung sowie die 2009 erfolgte Umstellung der Kraftfahrzeug-Steuer auf eine vorwiegend nach den CO₂-Emissionen orientierte Steuerbemessung“ (BMW, 2014a, Abschnitt II.5).

201. Die Bundesregierung erwähnt auch weitere Maßnahmen, die im Verkehr ergriffen werden sollen, um zu einer Senkung von Energieverbrauch und CO₂-Emissionen bis 2020 beizutragen. Dazu zählt sie Maßnahmen im Güterverkehr,

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

wie die Ausweitung der Lkw-Maut, Maßnahmen zur klimafreundlichen Gestaltung des Personenverkehrs, wie die Stärkung des öffentlichen Personennahverkehrs und des Rad- und Fußverkehrs, den verstärkten Einsatz elektrischer Antriebe bei Kraftfahrzeugen, übergreifende Maßnahmen im Verkehrsbereich sowie Maßnahmen im Luftverkehr und unterstützende Maßnahmen im internationalen Seeverkehr. Zu Details verweist sie auf das Aktionsprogramm Klimaschutz 2020, das der Expertenkommission allerdings lediglich in einer auf den 12. November 2014 datierten Version aus einem Web-Blog zur Verfügung stand.

202. Danach sollen mit den im Rahmen dieses Aktionsprogramms beschlossenen Maßnahmen die THG-Emissionen bis 2020 deutlich gesenkt werden können. Im Ergebnis sollen unter Berücksichtigung und Herausrechnung von Überschneidungseffekten zwischen den Maßnahmen die CO₂-Emissionen bis 2020 um mindestens 10 Mio. t CO₂-Äquivalentemissionen reduziert werden (BMUB, 2014b, S. 30). Ob und wie weit dieser Minderungsbeitrag Bestand haben kann, ist fraglich, weil die Zahlenangaben noch unter „Klammervorbehalt“ stehen.

203. Als Maßnahmen hierzu genannt sind die LKW-Maut für den Straßengüterverkehr mit Staffelung entsprechend dem Energieverbrauch der Fahrzeuge, die Unterstützung der Markteinführung der Hybridtechnologie bei Nutzfahrzeugen, die Förderung des Schienenverkehrs, Infrastrukturmaßnahmen zur Stärkung des Verkehrsträgers Wasserstraße, Stärkung des öffentlichen Personennahverkehrs (ÖPNV) und des Personenfernverkehrs sowie Stärkung des Rad- und Fußverkehrs, Förderung des betrieblichen Mobilitätsmanagements, Gutscheine für Sprit-Spar-Trainings beim Kauf eines Neuwagens zum kraftstoffsparenden Fahren, verstärkte Förderung von Elektrofahrzeugen sowie von Erdgasfahrzeugen usw.

204. Ähnliche Vorschläge und Ergebnisse wurden schon mit dem sog. Energiewende-Szenario im Rahmen des Vorhabens „Politikszenerarien VI“ für den letzten Projektionsbericht der Bundesregierung ermittelt. Für 2020 ergibt sich hier im Vergleich zu dem Aktuelle-Politik-Szenario eine zusätzliche Minderung beim nationalen Verkehr von 9 Mio. t CO₂; unter Einschluss des internationalen Flugverkehrs kommt es sogar zu einer Zusatzreduktion um 12 Mio. t CO₂. Unter dem Eindruck, dass ohne zusätzliche Maßnahmen eine Zielverfehlung

Verkehr

kaum vermeidbar ist, plädiert die Expertenkommission ausdrücklich dafür, die zur Umsetzung vorgeschlagenen zusätzlichen Maßnahmen ernsthaft zu prüfen (Öko-Institut, 2013).

205. So sehr die Überlegungen zu den aufgeführten Maßnahmen zu begrüßen sind, so bleibt doch noch ungewiss, ob, wann und in welcher konkreten Ausgestaltung sie letztlich umgesetzt werden. Zunächst bleibt zu befürchten, dass es sich vielfach erst um Ankündigungen handelt. Hier hätte die Expertenkommission klarere Aussagen erwartet, zumal ein Erfolg der Energiewende ohne einen substantiellen Beitrag des Verkehrs nicht vorstellbar ist. Denn immerhin soll hier der Endenergieverbrauch bis 2050 um 40 % gegenüber 2005 gesenkt werden.

8 Erneuerbare Energien

Das Wichtigste in Kürze

Für den Ausbau der erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2020 hat die Bundesregierung in ihrem Energiekonzept relative Ziele formuliert. Deren Erreichbarkeit hängt somit auch davon ab, wie sich die Bezugsgröße entwickelt. Sollten die Energieeffizienzziele erreicht werden, ist davon auszugehen, dass alle Ausbauziele für die erneuerbaren Energien erreicht werden können und die dafür notwendige Zunahme der regenerativen Energiebereitstellung um ca. 90 TWh gegenüber 2013 auf dann gut 400 TWh möglich ist. Bei einer Fortschreibung der Effizienztrends ist zu erwarten, dass weitere 50 TWh mobilisiert werden müssen, was die Zielerreichung deutlich anspruchsvoller macht. Die bestehenden Instrumente sind dafür grundsätzlich geeignet, müssen aber bedarfsgerecht und zieladäquat ausgestaltet werden. Dies gilt für die Umsetzung der Ausbaukorridore nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und die entsprechende Stabilisierung der Entwicklung der Photovoltaik und Biomassenutzung sowie ein erfolgreiches Design und Umsetzung der geplanten Ausschreibungsmodelle. Im Wärmemarkt gilt es, die aktuell zurückhaltende Nachfrage nach der Nutzung regenerativer Energien im Gebäudebestand zu stärken. Im Verkehr ist aufgrund der Quotenverpflichtung im Prinzip sichergestellt, dass ein regenerativer Anteil von 10 % erreicht werden kann, auch wenn dies gegenüber heute ungefähr einer Verdopplung entspricht. Deshalb ist es wichtig, die bestehenden Sanktionsmechanismen aufrecht zu erhalten oder fortzuschreiben.

Mit Blick auf den Zeitraum jenseits des Jahres 2020 empfiehlt die Expertenkommission der Bundesregierung, zeitnah zu konkretisieren, wie der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch in der folgenden Dekade auf 30 % im Jahr 2030 erhöht werden soll. Dazu ist eine Fortschreibung der Zielsetzungen in denjenigen Bereichen sinnvoll, in denen dies bislang noch nicht erfolgt ist, d. h. für erneuerbare Energien im Wärmemarkt und Verkehr. Darüber hinaus sollten zeitnah strukturelle Änderungen eingeleitet werden, um nicht zuletzt aufgrund von Potenzialrestriktionen im Bereich der Nutzung von Bioenergien sukzessive die solaren und geothermischen Ressourcen für den Wärmemarkt erschließen zu können. Für den Verkehr sollte die Bundesregierung ihre bisher eher vage ausgestaltete Mobilitäts- und Kraftstoffstrate-

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

gie im Zuge der Verkehrsprognose zeitnah fortschreiben und sehr viel konkreter ihre Vorstellungen darstellen, welche Rolle die regenerativen Kraftstoffe jenseits der Biokraftstoffe der ersten Generation - auf dem Weg zur CO₂-neutralen Mobilität bis zum Jahr 2030 spielen sollen.

8.1 Ziele zum Ausbau bis zum Jahr 2020

206. Die Bundesregierung beschreibt in ihrem Bericht die Entwicklung der erneuerbaren Energien, es fehlen allerdings Aussagen, ob sie davon ausgeht, dass die Ziele für die Jahre 2020 und darüber hinaus erreicht werden können und welche positiven und negativen Faktoren dafür eine Rolle spielen. Dazu soll im Weiteren Stellung genommen werden. Ausgangspunkt sind die von der Bundesregierung genannten Ziele für den gesamten (Brutto-)Endenergieverbrauch als Aggregat sowie für die Anwendungen Strom, Wärme und den Verkehr (Tab. 8-1). Auf die Nennung von Unterzielen wie die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz wird im Sinne der Zielhierarchisierung in Abschnitt II.1 des Fortschrittsberichts 2014 verzichtet.

Tab. 8-1: Ziele zu erneuerbaren Energien

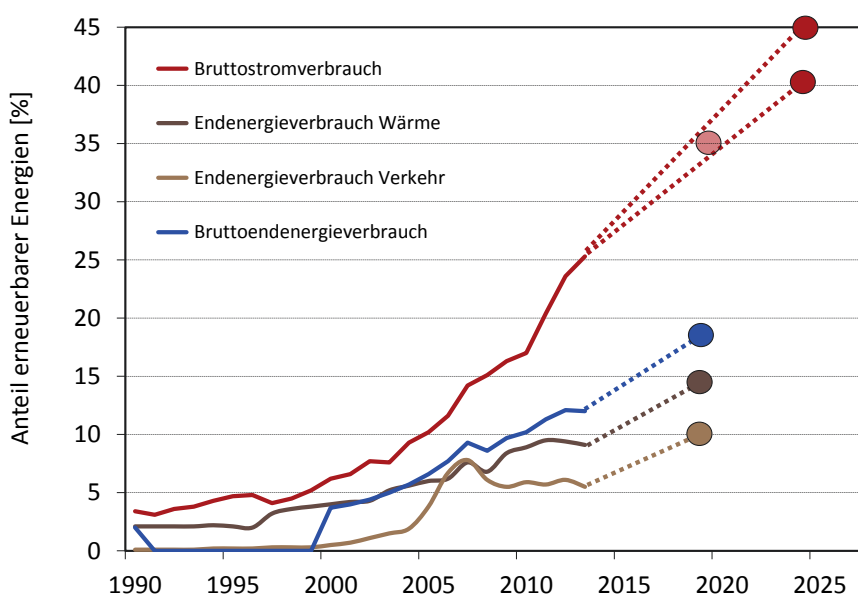
Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien am Energieverbrauch					
	Anteil 2013	2020	2030	2040	2050
Anteil am Bruttoendenergieverbrauch	12 %	18 %	30 %	45 %	60 %
Anteil am Bruttostromverbrauch	25,3 %	mindestens 35 %	mindestens 50 % (2025: 40 %-45 %)	mindestens 65 % (2035: 55 %- 60 %)	mindestens 80 %
Anteil am Wärmeverbrauch	9,1 %	14 %			
Anteil am Endenergieverbrauch für den Verkehr (inkl. Strom)	5,5 %	10 %			

207. Die bisherige Entwicklung bis zum Jahr 2013 sowie die Ziele bis zum Jahr 2020 zeigt Abb. 8-1. Dabei wurde für den Anteil an der Bruttostromerzeugung der Korridor aus der aktuellen Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) berücksichtigt, mit der das Ziel für 2025 fortgeschrieben wurde. Darüber hinaus wurden lineare Zielpfade ergänzt, die mit den jeweiligen

Erneuerbare Energien

Bezugsjahren der Zielsetzungen beginnen. Obwohl dies eine starke Vereinfachung der Realität darstellt, deutet dies als erste Näherung daraufhin, dass die bisherige Entwicklung mit Ausnahme der regenerativen Stromerzeugung offenbar eine geringere Dynamik aufweist als ursprünglich intendiert.

Abb. 8-1: Entwicklung der Anteile erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch²¹ (unbereinigte Werte) und Zielsetzungen bis zum Jahr 2025



Quelle: Eigene Darstellung nach BMWi (2014d)

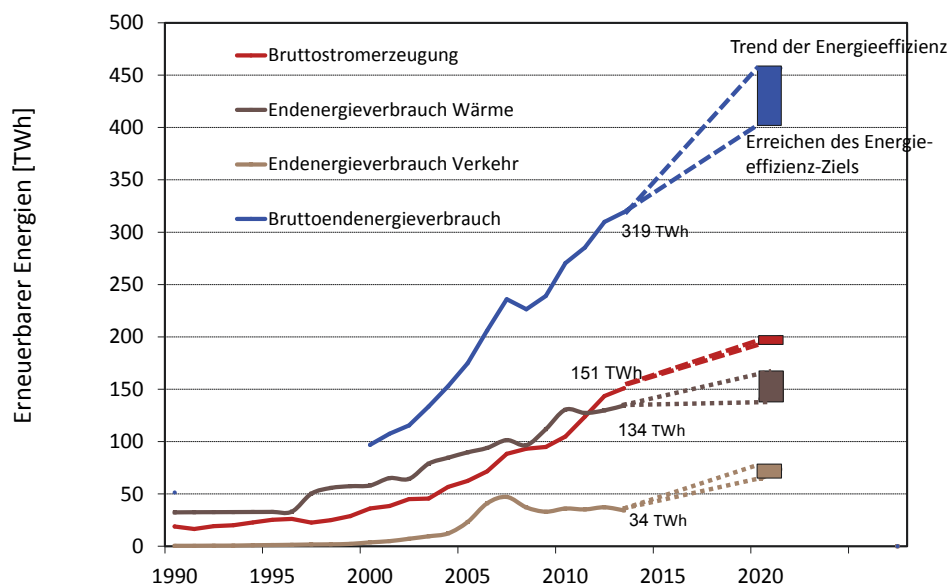
208. Bei den Zielsetzungen für die erneuerbaren Energien handelt es sich um relative Ziele, die somit nicht losgelöst von Veränderungen des Endenergieverbrauchs und den absoluten Energiemengen aus regenerativen Quellen betrachtet werden können. Mit der Stellungnahme der Expertenkommission zum

²¹ Für den Endenergieverbrauch für Prozesswärme/-kälte aus Brennstoffen (d. h. ohne den Einsatz von Strom für Prozesswärme), ist kein explizites Ziel formuliert. Daher wurde eine ähnliche Reduktion wie für den Endenergieverbrauch für Gebäude angenommen. Dies orientiert sich an der angestrebten Erhöhung der Energieproduktivität im Energiekonzept der Bundesregierung, ist aber auch für das Ziel von Bedeutung, bis zum Jahr 2020 einen Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme von 14 % zu erreichen.

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung wurde die Kompatibilität der Ziele für Energieeffizienz und erneuerbare Energien des Energiekonzeptes der Bundesregierung aus dem Jahr 2010 bestätigt (EWK, 2012). Allerdings konnten die angestrebten Effizienzfortschritte bisher nicht erreicht werden (siehe Kapitel 5). Sollte sich dieser Trend fortsetzen, sind entsprechend größere Energiemengen aus erneuerbaren Energien bereitzustellen. Abb. 8-2 zeigt dies für den Fall, dass die Effizienzziele erreicht werden (Untergrenze) und bei Fortsetzung des Effizienztrends (Obergrenze). Es ist daher zu prüfen, ob sich die Ausbauziele für die erneuerbaren Energien in beiden Fällen erreichen lassen. Anders als im Bereich der Energieeffizienz ist eine Trendfortschreibung bei den erneuerbaren Energien jedoch nicht sinnvoll, weil beispielsweise mit der aktuellen Novellierung des EEG neue Rahmenbedingungen für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und deren Teilnahme am Strommarkt gesetzt wurden.

Abb. 8-2: Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2020 in Abhängigkeit von den erzielten Fortschritten im Bereich Energieeffizienz



Quelle: Eigene Berechnung basierend auf BMWi (2014d), IE Leipzig (2014a) und ÜNB (2014b)

8.2 Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

209. Primäres Instrument zum Ausbau der regenerativen Stromerzeugung ist das EEG, das nach einer Novellierung zum 1. August 2014 in Kraft getreten ist (EEG, 2014). Mit dem Gesetz wurden erstmalig Ausbaukorridore definiert. So soll bis zum Jahr 2025 ein Anteil an der Bruttostromerzeugung zwischen 40 % und 45 % erreicht werden. Das bisher im EEG definierte Ziel von mindestens 35 % bis zum Jahr 2020, das auch Grundlage des Energiekonzepts der Bundesregierung aus dem Jahr 2010 war, ist damit kompatibel. Die Ausbaukorridore für solare Strahlungsenergie (Photovoltaik) und Windenergie an Land betragen 2.400 MW bis 2.600 MW pro Jahr. Durch eine Anpassung der Einspeisevergütung bei Über- bzw. Unterschreitung des Korridors soll die Ausbaudynamik stabilisiert werden. Der Anstieg der Verstromung von Bioenergieträgern soll 100 MW pro Jahr und die gesamte installierte Leistung von Windenergieanlagen auf See eine Leistung von 6.500 MW im Jahr 2020 nicht überschreiten. Für Wasserkraftanlagen und die Stromerzeugung aus Geothermie wurden keine Ausbaukorridore festgelegt, da hier keine nennenswerten Zuwächse zu erwarten sind.

210. Wenn die Ausbaukorridore erreicht werden, ist mit einem Anstieg der Stromerzeugung von 150 TWh auf etwa 230 TWh im Jahr 2020 zu rechnen, worin auch die regenerative Stromerzeugung aus Anlagen enthalten ist, die nicht nach dem EEG vergütet wird (derzeit ca. 25 TWh). Damit würde das „mindestens 35 %-Ziel“ sicher erreicht. Selbst wenn es zu keinem weiteren Rückgang des Bruttostromverbrauches käme, beliefe sich der regenerative Anteil dann auf gut 38 %. Das 35 %-Ziel würde in diesem Fall mit einer regenerativen Stromerzeugung von ca. 200 TWh erreicht. Getrieben werden soll die Entwicklung hauptsächlich durch die Stromerzeugung aus Windenergie an Land (ca. 40 % des Zuwachses) und auf See (35 %) sowie die Photovoltaik (20 %). Die Verstromung von Biomasse leistet nur 5 %, die übrigen Ressourcen bleiben in Summe konstant.

211. Für die Windenergie an Land ist das formulierte Ausbauziel von 2.500 MW/a innerhalb des Ausbaukorridors ein Nettoziel, d. h. der zur Zielerreichung erforderliche Zubau ist abhängig von der jeweils zu

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

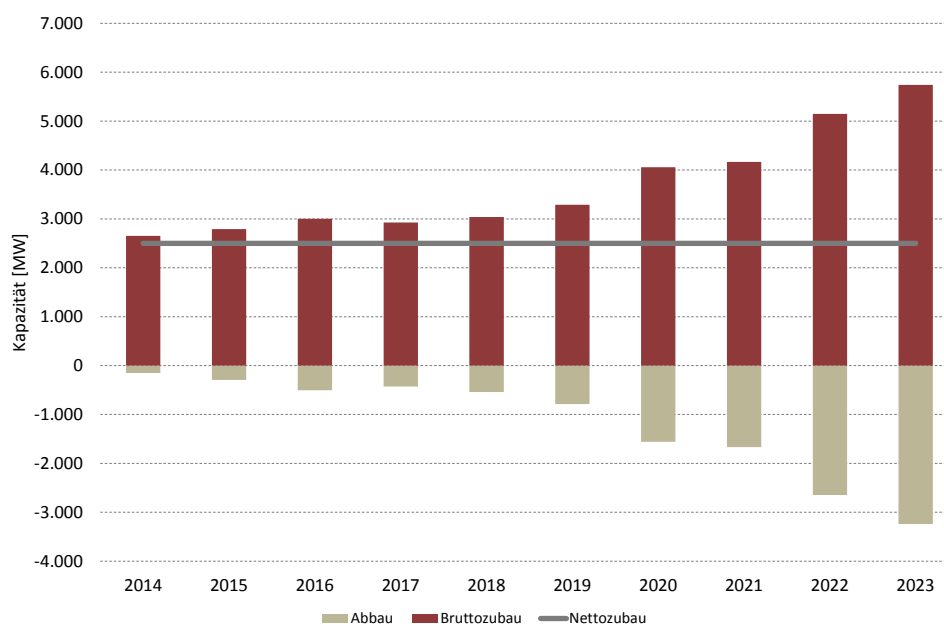
kompensierenden Stilllegungen von Altanlagen deutlich höher. Geht man von einer durchschnittlichen Anlagenlebensdauer von 21 Jahren²² aus, ergeben sich die in Abb. 8-3 gezeigten Zubauraten. Bis zum Jahr 2019 steigt der zusätzliche Bedarf aus dem Ersatz von Altanlagen jährlich auf knapp 800 MW, so dass der erforderliche Bruttozubau sich zwischen etwa 2.800 MW (2014) und 3.200 MW (2019) bewegen muss. Spätestens ab dem Jahr 2020, wenn die ersten EEG-geförderten Anlagen ihre geplante Betriebsdauer erreichen, steigt der Bruttoausbaubedarf auf über 4.000 MW. Ab dem Jahr 2020 muss der Ausbau dauerhaft ein Niveau von 4.000 MW bis 6.000 MW erreichen. Gegenüber dem Zubau im Jahr 2013, das bereits ein vergleichsweise zubaustarkes Jahr war, bedeutet dies eine Steigerung des Zubaus um mindestens ein Drittel bzw. im weiteren Verlauf eine Verdopplung.

212. Die Prognosen für den Ausbau der Windenergie an Land bis zum Jahr 2020 sind jedoch sehr unterschiedlich und stimmen teilweise nicht einmal hinsichtlich der Tendenz überein (R2B, 2013; IE Leipzig, 2014b). Während für das Jahr 2015 rund 3.700 MW erwartet werden (EUWID, 2014), variieren Werte für die nächsten Jahre zwischen 1.800 bis 3.500 MW jährlich, wobei die meisten Schätzungen unter den aktuellen Rahmenbedingungen (EEG 2014) bis 2020 einen Nettozubau im Bereich des Korridors um 2.500 MW/a für möglich halten. Die Mittelfristprognose der Übertragungsnetzbetreiber erwartet für den Zeitraum 2017-2019 im Mittel etwa 2.300 MW/a (IE Leipzig, 2014a).

²² Analog zur EEG-Vergütungsdauer von maximal 21 Jahren (20 Jahre zzgl. des Jahres der Inbetriebnahme) sowie unter Berücksichtigung der Tatsache, dass bereits heute mehr als 1.300 Windenergieanlagen in Deutschland die angesetzte Lebensdauer von 20 Jahren erreicht bzw. überschritten haben (Fraunhofer IWES, 2014).

Erneuerbare Energien

Abb. 8-3: Ausbaubedarf Wind onshore bei Einhaltung des Ausbaukorridors gemäß § 3 EEG 2014 unter Berücksichtigung zu erwartender Stilllegungen



Quelle: Eigene Berechnung basierend auf BMWi (2014d), IE Leipzig (2014a) und ÜNB (2014b)

213. Eine Kurzanalyse einiger zentraler Einflussfaktoren auf die Entwicklung der Windenergienutzung an Land scheint dies zu untermauern:

Flächenausweisung

214. Das Angebot an verfügbaren Standorten beeinflusst die Umsetzung der jeweiligen Ausbauziele unmittelbar, wobei der planungsrechtlichen Absicherung neuer Windenergiegebiete durch entsprechende Flächenausweisungen im Rahmen der Regional- bzw. Bauleitplanung eine besondere Bedeutung zukommt. Insgesamt war nach der Reaktorkatastrophe von Fukushima ein starker Trend zur Ausweisung von weiteren Standorten für den Bau von Windenergieanlagen zu verzeichnen, wie aus einer Erhebung zum Bestand von Raumordnungsgebieten für die Windkraftnutzung in Regionalplänen, die Dichte der Bebauung und die jeweils installierte Leistung durch das Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) hervorgeht (Einig und Zaspel, 2013; Einig und Zaspel-Heisters, 2014). Demnach waren zum 31. Dezember 2012 0,44 % des Bundesgebietes bzw. 1.563 km² durch positivplanerische

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

Festlegungen für die Windenergienutzung raumordnungsrechtlich gesichert, wobei in 40 der insgesamt 114 Planungsregionen explizit für die Nutzung der Windenergie ausgewiesene Raumordnungsgebiete fehlen. Eine abschließende Antwort auf die Frage, ob die ausgewiesenen Flächen für die Zielerreichung in 2020 ausreichend sind, gibt die Studie jedoch zum jetzigen Zeitpunkt nicht.

215. Aufgrund der Relevanz der Flächenausweisung für die zukünftige Entwicklung des Windenergieausbaus ist ein bundesweites Monitoring der Flächenverfügbarkeit ratsam. Neben dem Umfang ausgewiesener Flächen ist die Qualität bzw. Rechtssicherheit der vorgenommenen Planungen entscheidend. Mit der Gründung der Fachagentur Windenergie an Land, deren Beratungsleistungen sich insbesondere an Kommunen und Planungsverbände richtet, dürfte diesbezüglich eine positive Entwicklung eingetreten sein. Festzuhalten ist, dass die Verfügbarkeit planungsrechtlich gesicherter Flächen je nach Bundesland sehr stark variiert und von den landespolitischen Rahmensetzungen abhängt. Hier könnte sich der am 08. April 2014 vom Bundeskabinett beschlossene „Entwurf eines Gesetzes zur Einführung einer Länderöffnungsklausel zur Vorgabe von Mindestabständen zwischen Windenergieanlagen und zulässigen Nutzungen“ negativ auf die Ausbauziele auswirken, da das Gesetz es den Bundesländern ermöglichen soll, Landesgesetze zu erlassen, die die Privilegierung von Windenergieanlagen im Außenbereich (§ 35 Absatz 1 Nummer 5 BauGB) einschränken. Bislang hat jedoch nur das Bundesland Bayern konkrete Schritte zur Anwendung der Länderöffnungsklausel unternommen. Ein entsprechender Landesgesetzentwurf vom 27. Mai 2014 sieht Mindestabstände zur Wohnbebauung in Höhe der 10-fachen Gesamthöhe der Windenergieanlagen vor (10-H-Regelung). Ausnahmen sind möglich, sofern die jeweilige Gemeinde dies durch entsprechende Festlegungen im Bebauungsplan zulässt (BAYRVR, 2014). Die möglichen Auswirkungen dieser 10-H-Regelung auf das Flächenpotenzial in Bayern zeigt eine Untersuchung des BBSR (Zaspel-Heisters, 2014). Ausgehend von 19,1 % der Landesfläche bei einem Mindestabstand von 800 m schrumpft der nutzbare Anteil auf 1,7 % bei 2.000 m. Berücksichtigt man zusätzlich die erforderliche Windhöflichkeit reduziert sich das verbleibende Flächenpotenzial nochmals um mehr als die Hälfte. Die Einführung dieser Regelung könnte den Ausbau der Windenergie in Bayern weitestgehend zum Erliegen bringen. Eine Gefährdung des Bundesziels wäre dann zu befürchten, wenn weitere Bundesländer ähnliche Schritte ergreifen.

Finanzierung

216. Ein Treiber des Ausbaus der Windenergie an Land ist das anhaltend niedrige Zinsniveau, das sich positiv auf die Wirtschaftlichkeit der Anlagen auswirkt. Zudem bestehen günstige Finanzierungsbedingungen im Rahmen der KfW-Programme zur Förderung erneuerbare Energien, was sich auch darin zeigt, dass im Jahr 2012 94 % der errichteten Windenergieleistung Förderkredite der KfW Bankengruppe in Anspruch nahm (Bickel und Kelm, 2013). Neben dem durch das niedrige Zinsniveau unmittelbar entstehenden ökonomischen Vorteil für den Anlagenbetreiber führten die niedrigen Zinsen in den letzten Jahren auch zu einer hohen Kapitalverfügbarkeit. Kapitalanlagen im Windenergiebereich weisen vergleichsweise gute Renditeerwartungen auf und waren aufgrund der stabilen Rahmenbedingungen des EEG bei privaten und kommerziellen Investoren gleichermaßen beliebt. Geringe Eigenkapitalquoten sorgten dabei für eine hohe Hebelwirkung. Zuträglich war auch hier die positive Gesamtstimmung gegenüber den Zielen der Energiewende. Da zudem die Höhe der EEG-Vergütung als auskömmlich angesehen werden kann, dürfte auch dieser Faktor eher für die Erreichbarkeit der Ausbauziele bis 2020 sprechen. Zu beachten ist hier jedoch auch, dass gerade im Hinblick auf den zukünftig steigenden Ausbaubedarf weniger die Höhe der EEG-Vergütung als vielmehr deren längerfristige Verlässlichkeit entscheidend ist. Dies ist bei der für 2017 im EEG vorgesehenen Umstellung des Verfahrens zur Festlegung der Vergütungshöhe im Ausschreibungsdesign zu beachten.

217. Im Offshore-Wind-Segment war im Jahr 2013 eine leichte Beschleunigung der Ausbaudynamik zu verzeichnen. Ende des Jahres 2013 betrug die installierte Leistung 903 MW, was gegenüber dem Vorjahr mehr als einer Verdopplung entsprach. In der ersten Jahreshälfte 2014 kamen erneut 543 MW hinzu, so dass mittlerweile Offshore-Windparks mit einer Gesamtleistung von 1.446 MW betriebsbereit sind. Weitere Offshore-Parks mit rund 1.600 MW sind im Bau. Weitere Genehmigungen liegen vor, so dass das im EEG avisierte - und gegenüber dem bis dahin geltenden Ziel von 10.000 MW - reduzierte Ausbauziel von 6.500 MW bis 2020 realistisch erreichbar scheint, sofern die erkennbare Entwicklungsdynamik aufrechterhalten werden kann. Durch die Verlängerung des Stauchungsmodells bis zum 31. Dezember 2019 dürften hier die entsprechenden Rahmenbedingungen für die Finanzierung gewährleistet sein. Auch hier dürfte sich das niedrige Zinsniveau entsprechend positiv auf die

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

Wirtschaftlichkeit der Projekte auswirken. Die Höhe der Vergütungssätze und die fixe Absenkung der Vergütungssätze zu bestimmten Stichtagen dürfte hier ebenfalls die notwendige Planungssicherheit für den weiteren Ausbau bieten.

218. Im Bereich der Photovoltaik spielt die Degression der Vergütungssätze im Zusammenspiel mit der Preisentwicklung eine wichtige Rolle. Bei Einhaltung des Zubaukorridors reduzieren sie sich monatlich um 0,5 % (§ 31 EEG) und damit um etwa 30 % bis zum Jahr 2020 zuzüglich des Effektes der Inflationsrate. Ob die entsprechende Absenkung der solaren Stromgestehungskosten entlang der sog. Lernkurve bis 2020 erreicht werden kann, hängt vor allem vom internationalen Marktgeschehen und der Preisentwicklung von Photovoltaik-Modulen ab. Optimistische Projektionen gehen davon aus, dass dies erreicht werden kann, wenn ein günstiges Umfeld – z. B. ein weiterhin niedriges Zinsniveau – besteht, so dass der Weltmarkt für Photovoltaikanlagen jährlich um rd. 15 % auf etwa 100 GW im Jahr 2020 zunimmt (2013: 38 GW).

219. Zu beachten sind aber auch die Vergütungsregelungen des EEG sowie die Selbstverbrauchsmöglichkeiten für die verschiedenen Marktsegmente, d. h. Kleinanlagen auf privaten Wohngebäuden bis etwa 10 kW, größere Anlagen über 10 kW auf öffentlichen Gebäuden, auf größeren Wohngebäuden oder im gewerblichen Bereich bzw. der Landwirtschaft sowie Freiflächenanlagen. Auf privaten Wohngebäuden wurden im vergangenen Jahr rund 600 MW installiert, was einem Marktanteil von 18 % entspricht (Anlagen bis 10 kW, eigene Auswertung auf der Basis von Daten der Bundesnetzagentur). Der Marktanteil blieb im Jahr 2014 bisher konstant, wenn auch auf niedrigerem absolutem Niveau (bis zum Jahresende schätzungsweise 400 MW). Trotz der inzwischen relativ geringen Rendite von schätzungsweise 3-5 % p.a. dürfte der Markt im Kleinanlagensegment aufrecht erhalten werden können, wenn man davon ausgeht, dass die Anlagenkosten der Degression weitgehend folgen und zusätzliche Erlöse über den Eigenverbrauch generiert werden können. Für diese Entwicklung spricht auch das niedrige Zinsniveau, das einerseits eine Finanzierung der Anlagen erleichtert und andererseits die relativ geringen Renditen aus Photovoltaikanlagen mangels vorteilhafterer alternativer Geldanlagen häufig akzeptabel erscheinen lässt. Hinzu kommt, dass private Haushalte bei ihren Investitionsentscheidungen in der Regel weitere Kriterien einbeziehen (zum Beispiel Umweltbewusstsein, Eigenversorgung usw.).

220. Bei größeren Anlagen bis etwa 100 kW für größere Wohn- oder öffentliche Gebäude und vor allem im gewerblichen Bereich bzw. in der Landwirtschaft sowie bei Anlagen bis 1.000 kW (Marktanteil zusammen etwa 50 %) hängen Investitionsentscheidungen in erster Linie von Rentabilitätsüberlegungen ab. Bei landwirtschaftlichen Anlagen wurde der erzeugte Solarstrom bislang in aller Regel nahezu vollständig eingespeist. Mit den zunehmend abgesenkten Vergütungssätzen war dies für viele Investoren in den Jahren 2013 und 2014 nicht mehr attraktiv. Die Abnahme dieses Marktsegmentes wird zumindest so lange anhalten, bis die Anlagenkosten in gleicher Weise gesunken sind. In Anwendungen, in denen ein nennenswerter Anteil des Solarstroms selbst genutzt werden kann (z. B. Supermärkte, Gewerbebetriebe) ist zu beachten, dass mit der EEG-Novelle sukzessive auch der Eigenstromverbrauch von Neuanlagen oberhalb von 10 kW und 10 MWh/a mit der EEG-Umlage belastet wird (§ 61 EEG): aktuell mit 30 %, ab 1. Januar 2016 mit 35 % und ab dem 1. Januar 2017 mit 40 %. Dadurch wird die Attraktivität, den erzeugten Solarstrom selbst zu nutzen, deutlich geschmälert, was sich an einem einfachen Beispiel verdeutlichen lässt: bei einer Einspeisevergütung von etwa 12 Cent/kWh und einem Arbeitspreis von 17 Cent/kWh reduziert sich die Spreizung durch die EEG-Umlage von 5 Cent/kWh auf ca. 3 Cent/kWh. Je nach Höhe des Eigenverbrauchs (für Anlagen bis 100 kW ca. 30 % des erzeugten Stroms, bis 1 MW bis ca. 15 % (IE Leipzig, 2014a)) kann sich dadurch nicht nur die Rentabilität einer Anlage deutlich verschlechtern, sondern dementsprechend die wirtschaftliche Amortisationszeit verlängern, die für viele Investitionen im gewerblichen Bereich ein weiteres wichtiges Entscheidungskriterium ist.

221. Freiflächenanlagen spielen vor allem im Marktsegment oberhalb 1.000 kW eine große Rolle, auf das im Jahr 2013 mit rd. 1 GW knapp ein Drittel der gesamten installierten Photovoltaikleistung entfiel (EEG Erfahrungsbericht, 2014). Derzeit ist aufgrund der stagnierenden Modulpreise, der degressiv angelegten Vergütungssätze sowie der fehlenden Eigenverbrauchsmöglichkeiten ein weiterer Rückgang bei der Neuinstallation von Freiflächenanlagen zu verzeichnen. Erste Schätzungen gehen davon aus, dass sich der deutsche Freiflächenmarkt 2014 auf rund 500 MW halbieren wird. Nach § 55 EEG wird die Vergütungshöhe für Freiflächenanlagen künftig in einem Ausschreibungsverfahren ermittelt. Die erste Ausschreibung über jährlich 600 MW Leistung ist

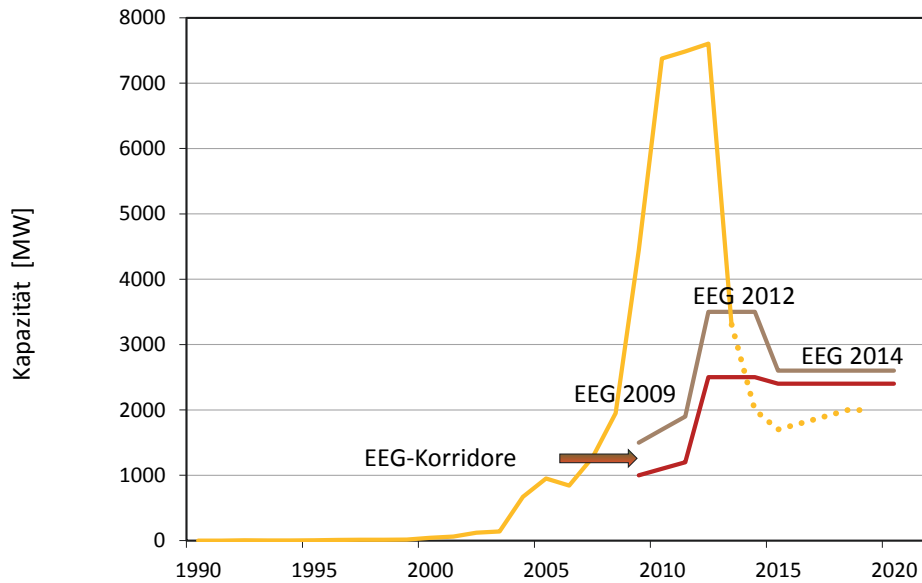
Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

für 2015 geplant. Auch wenn das konkrete Verfahren derzeit noch nicht festliegt, ist davon auszugehen, dass bei einer adäquaten Ausgestaltung das Volumen umgesetzt werden kann.

222. Insgesamt ergibt sich für den Photovoltaikmarkt derzeit folgendes Bild: Gegenüber den Vorjahren ist der PV-Markt in Deutschland sehr stark geschrumpft. Für 2014 lässt sich absehen, dass die zugebaute Leistung bis zum Jahresende bei etwa 2.000 MW liegen wird. Für 2015 geht das Leipziger Institut für Energie in seiner Jahresprognose zur EEG-Stromeinspeisung für die Übertragungsnetzbetreiber (IE Leipzig, 2014a) davon aus, dass der Wert im Trend auf 1.700 MW zurückgeht (Bandbreite 1.300-2.200 MW; Abb. 8-4). Auch die Mittelfristprognose der Übertragungsnetzbetreiber geht bis 2019 davon aus, dass der Ausbaukorridor nicht erreicht wird (ÜNB, 2014b). Angesichts der Bedeutung der Photovoltaik für die Zielerreichung für die erneuerbaren Energien im Strommarkt insgesamt sollte die Bundesregierung deshalb nachsteuern.

223. Bei den anderen erneuerbaren Energien ist bis 2020 lediglich aus der Verstromung von Biomasse noch eine nennenswerte zusätzliche Strommenge zu erwarten. Der mit dem EEG (§ 28) angestrebte Zubau von maximal 100 MW würde aufgrund der hohen Volllaststundenzahlen der Anlagen bis zum Jahr 2020 immerhin mehrere TWh Strom bedeuten. Allerdings haben die Anpassungen im EEG dazu geführt, dass sich der Anlagenzubau, der sich bereits nach der EEG-Novellierung im Jahr 2012 deutlich reduziert hat, weiter zurückgehen wird. Das Leipziger Institut für Energie weist in seinem Gutachten darauf hin, dass zwar für das laufende Jahr ein Leistungsplus von etwa 300 MW zu erwarten ist, dies aber größtenteils auf Repowering- und Flexibilisierungsmaßnahmen zurückzuführen ist. Im Trend werden für 2015 ca. 215 MW ausgewiesen und für den weiteren Verlauf wird davon ausgegangen, dass lediglich etwa 50 MW im Bereich der Biomasseheizkraftwerke zugebaut werden (sofern eine entsprechende Wärmesenke vorliegt) und wenige Megawatt bei Biogasanlagen. Die Mittelfristprognose der Übertragungsnetzbetreiber sieht die Entwicklung längerfristig optimistischer und setzt für den Zeitraum von 2016 bis 2019 einen Zubau im Bereich von 140-185 MW/a an.

Abb. 8-4: Jährlicher Zubau der Photovoltaikleistung in Deutschland (ab 2014 Trendentwicklung) und Entwicklung der Zubaukorridore nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz



Quelle: bis 2013 (BMW, 2014d), Trendentwicklung für 2014, 2015 (IE Leipzig, 2014a), ab 2016 (ÜNB, 2014b)

224. Die Bundesregierung stützt sich in ihrem Fortschrittsbericht zur Projektion der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien v.a. auf die Energiereferenzprognose (Prognos / EWI / GWS, 2014), die davon ausgeht, dass die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2020 auf 229 TWh ansteigt. Eine nachvollziehbare Begründung, woraus sich diese Erwartung speist, bleibt allerdings offen. So bleibt unbeantwortet, warum die Solarstromerzeugung auf 56 TWh zunimmt und damit selbst bei der hohen angesetzten Volllaststundenzahl von 1.000 h im Mittel über alle Anlagen der Zubaukorridor des EEG überschritten wird. Ähnlich gilt dies für die Stromerzeugung aus Wind an Land. In der Referenzprognose wird eine Erhöhung der Stromerzeugung auf 83 TWh angenommen (ggü. 39 TWh im Basisjahr 2011), wobei dies durch eine (Netto-)Zunahme der installierten Leistung von lediglich 9 GW auf 38 GW erreicht wird. Dieser vergleichsweise geringe Netto-Zubau von durchschnittlich 1 GW pro Jahr erfordert dann aber den Bau sehr leistungsfähiger Anlagen bzw. sehr gute Windstandorte, um die mittlere Stromerzeugung je Megawatt Leis-

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

tung von etwa 1.300 h/a auf nahezu 2.200 h/a für den gesamten Anlagenbestand anzuheben. Dies ist sicherlich erklärungsbedürftig und unterstellt möglicherweise zusätzliche Maßnahmen, die aber nicht genannt werden. Neben den genannten Punkten enthält die Referenzprognose weitere Annahmen, die nicht erklärt werden. Dies wäre im Sinne einer transparenten Darstellung wünschenswert. Besonders misslich ist aber, dass es sich bei der Referenzprognose nicht um ein Baseline-Szenario auf der Basis gegenwärtiger Rahmenbedingungen handelt, sondern offenbar in verschiedenen Bereichen zusätzliche Maßnahmen unterstellt werden, die jedoch nicht ausgewiesen werden (siehe dazu auch Kapitel 2). Für eine Baseline-Betrachtung ist der Ausbau der erneuerbaren Energien im Strommarkt auf 229 TWh – was im Wesentlichen dem EEG-Korridor entspricht - bei gleichzeitigem Rückgang der Bruttostromerzeugung auf 577 TWh und somit ein Anteil an der Bruttostromerzeugung von 41 % in der Referenzprognose aus Sicht der Expertenkommission zu optimistisch.

225. Die Erreichung des 35 %-Ziels scheint jedoch unter Berücksichtigung der oben genannten Aspekte durchaus möglich. Zu beachten ist dabei, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien im Strommarkt auch für die Kompensation möglicher Zielverfehlungen in anderen Bereichen der erneuerbaren Energien von Bedeutung ist und vor allem für eine mögliche Verfehlung des übergeordneten Klimaschutzziels (siehe dazu Abschnitt 8.6 sowie Abschnitt 1.2).

8.3 Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien

226. Die Bundesregierung strebt an, den Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme bis zum Jahr 2020 auf 14 % anzuheben. Das Ziel wurde im Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (§ 1 Abs. 2 EEWärmeG) vom August 2008 verankert und bezieht sich – anders als das Energieeffizienzziel des Energiekonzepts der Bundesregierung – nicht nur auf den Wärmebedarf von Gebäuden, sondern schließt auch Prozesswärme und Kälte ein, worauf etwa 40 % des gesamten Endenergieverbrauchs für Wärme entfallen. Diese Bezugsgröße wird im EEWärmeG allerdings nicht eindeutig definiert. Während im Erfahrungsbericht 2012 zum EEWärmeG (BMU, 2012a) der Endenergieverbrauch für Wärme einschließlich Strom zugrunde gelegt wird, lässt sich aus der Gesetzesbegründung auch der Endenergieverbrauch für Wärme

ohne den Einsatz von Strom herleiten. Dieser im Weiteren verwendete Ansatz ist aus Sicht der Expertenkommission sachgerechter und kompatibel zur Bilanzierung der Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch nach der EU-Richtlinie zu Förderung der Nutzung erneuerbarer Energien (siehe Abschnitt 8.5).

227. Die Bundesregierung weist in ihrem Fortschrittsbericht für das Jahr 2013 einen Beitrag erneuerbarer Energien am gesamten Endenergieverbrauch für Wärme einschließlich Strom von 9,1 % (entsprechend 134,4 TWh) aus. Ohne die Berücksichtigung von Strom im Wärmemarkt liegt der Wert gut einen Prozentpunkt höher. Um das Ausbauziel für 2020 zu erreichen, wären bei einer erfolgreichen Umsetzung des Effizienzziels, d. h. einer Abnahme des Endenergieverbrauchs für Wärme ohne Strom gegenüber dem Basisjahr 2008 um 20 %, gut 140 TWh regenerative Wärme bereitzustellen.²³ In diesem Fall wäre das 14 %-Ziel ohne einen nennenswerten weiteren Zubau regenerativer Wärme zu erreichen. Nach den Ausführungen in Kapitel 5 ist jedoch davon auszugehen, dass bei einer Fortschreibung des Effizienztrends etwa 165 TWh erforderlich sind. Aus heutiger Sicht entspricht dies einem Zuwachs von 3 % p.a. und damit in etwa dem Trend der letzten drei Jahre (vgl. Abb. 8-1). Gleichwohl stellt sich die Frage, ob das Wachstum bis 2020 aufrechterhalten werden kann.

228. Für den Ausbau regenerativer Wärme hat die Bundesregierung zwei zentrale Maßnahmen etabliert: im Neubaubereich das EEWärmeG mit einer Quotenverpflichtung für Wohn- und Nichtwohngebäude (in Verbindung mit den Energieeffizienzanforderungen der Energieeinsparverordnung) und im Gebäudebestand das Marktanzreizprogramm für erneuerbare Energien, das finanzielle Anreize setzt. Komplementär wirken weitere Maßnahmen wie das Erneuerbare-Energien-Gesetz über die Nutzung von Biomasse in Kraft-Wärme-Kopplung oder die Förderprogramme zur energetischen Sanierung von Gebäuden.

²³ Für den Endenergieverbrauch für Prozesswärme/-kälte aus Brennstoffen (d. h. ohne den Einsatz von Strom für Prozesswärme), für den kein explizites Ziel formuliert ist, wurde eine ähnliche Abnahme angenommen wie für den Endenergieverbrauch für Gebäude. Dies orientiert sich an der angestrebten Erhöhung der Energieproduktivität im Energiekonzept der Bundesregierung.

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

229. Etwa die Hälfte aller Neubauten nutzt für die Wärmeerzeugung erneuerbare Energien nach den Vorgaben des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes, die andere Hälfte erfüllt die Anforderungen durch Ersatzmaßnahmen wie etwa eine Übererfüllung der Energieeinsparverordnung, den Anschluss an ein Wärmenetz usw. Eingesetzt werden vor allem Wärmepumpensysteme sowie Solarthermie- und Biomasseanlagen auf Holzbasis. Der Zuwachs der jährlichen Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien im Neubau liegt gemäß den Angaben im Erfahrungsbericht zum EEWärmeG bisher in der Größenordnung von 0,6 bis 0,7 TWh/a (BMU, 2012a).

230. Für das Marktanzreizprogramm für erneuerbare Energien (MAP) wurden im Jahr 2013 Fördermittel in Höhe von 321 Mio. Euro ausgezahlt. Damit wurden Investitionen von 1,23 Mrd. Euro angestoßen (BMU, 2014; IWR, 2014), wovon gut 900 Mio. Euro auf Zuschüsse für Kleinanlagen und knapp 300 Mio. Euro auf Förderdarlehen zur Finanzierung größerer Anlagen und Wärmenetze entfielen. Dadurch dürfte eine zusätzliche Wärmemenge in der Größenordnung von etwa 2 bis 2,5 TWh/a mobilisiert worden sein. Für das Jahr 2014 steht dem MAP ein vergleichbares Förderbudget zur Verfügung. Allerdings sind die Antragszahlen in den ersten drei Quartalen bei den Kleinanlagen – trotz gleicher Förderkonditionen – um fast ein Viertel zurückgegangen. Obwohl die Ursachen dafür nicht bekannt sind, deutet dies darauf hin, dass das Programm in seiner jetzigen Form nur begrenzt in der Lage ist, zusätzliche Potenziale für regenerative Wärme über Kleinanlagen zu mobilisieren. Dies betrifft besonders solarthermische Anlagen, auf die etwa ein Drittel des Zuschussvolumens entfällt.²⁴²⁵

231. Für die Erreichbarkeit des Ausbauziels für 2020 ist weiterhin von Bedeutung, wie sich die Wärmebereitstellung aus regenerativer Kraft-Wärme-Kopplung entwickeln wird. Nach der aktuellen Novellierung des EEG soll der Zubau von Biomasseanlagen auf 100 MW elektrisch pro Jahr begrenzt werden, wobei wie bisher ein Betrieb an Mindesteffizienzen und damit an eine zumindest teilweise Wärmeauskopplung gebunden ist. Andererseits werden Neuan-

²⁴ Etwa die Hälfte der Zuschussförderung entfiel auf Biomasseanlagen, 10 % auf Wärmepumpenanlagen und der Rest auf sonstige Systeme.

²⁵ Damit wird knapp die Hälfte des Kollektormarktes in Deutschland gefördert.

lagen stufenweise in die Direktvermarktung überführt, für die jedoch keine Anforderungen zur Wärmenutzung gestellt werden. Wenn davon ausgegangen wird, dass im optimistischen Fall eine elektrische Leistung von 100 MW zugebaut wird und die Anlagen im Schnitt rd. 35 % externe Wärmenutzung aufweisen, dürfte in den nächsten Jahren die zusätzlich bereitgestellte Wärmemenge im Bereich von maximal 0,5 TWh/a liegen.

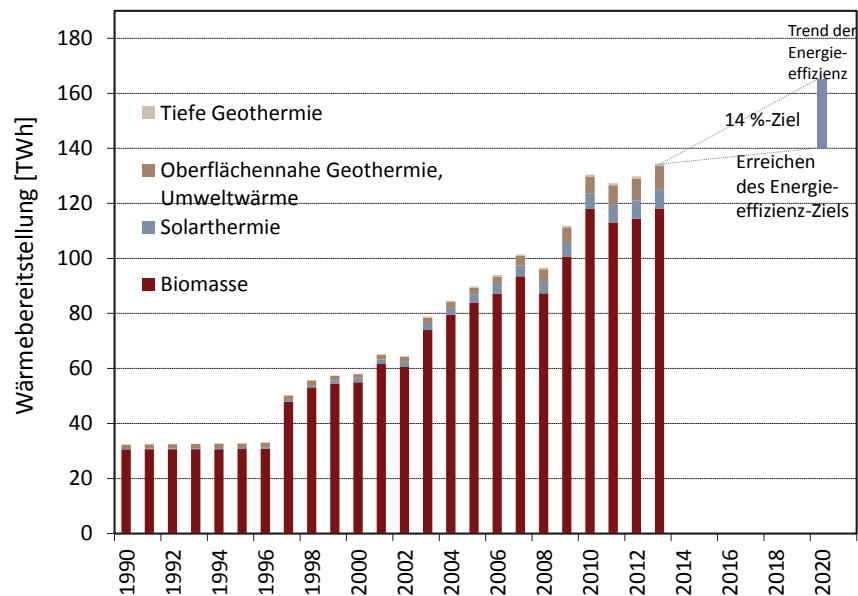
232. Neben den genannten Instrumenten wird die Entwicklung durch andere Fördermaßnahmen im Bereich der energetischen Sanierung, durch den Einsatz von Biomasse im Gewerbe und in der Industrie getragen, die sich schätzungsweise auf einen Zuwachs von 1 TWh/a summieren.

233. Bei einer erfolgreichen Fortführung des Marktanzreizprogramms, dem Ausbau der Biomasse am oberen Ende des EEG-Korridors mit entsprechendem Kraft-Wärme-Kopplungsanteil sowie den anderen Maßnahmen ist im Trend ein Anstieg der regenerativen Wärmebereitstellung im Bereich von 4 TWh/a auf 160 TWh bis zum Jahr 2020 zu erwarten. Das in der Referenzprognose für das BMWi bis 2020 erwartete Wachstum auf 218 TWh sieht die Expertenkommission für ein Baseline-Szenario aus heutiger Sicht als deutlich zu hoch an. Dies betrifft insbesondere den dort angesetzten deutlichen Anstieg in den Bereichen Solarthermie (2011: 6 TWh, 2020: 17 TWh) und Geothermie (2011: 6 TWh, 2020: 16 TWh).

234. Insgesamt kommt die Expertenkommission zu dem Schluss, dass mit den bestehenden Instrumenten eine ausreichende Wärmemenge aus regenerativen Quellen bis 2020 bereitgestellt werden kann, um das 14 %-Ziel am Endenergieverbrauch für Wärme (ohne Strom) zu erfüllen. Dies gilt auch für den Fall, dass die Effizienzziele im Wärmemarkt nicht erreicht werden, sondern sich der bestehende Trend fortsetzt (Abb. 8-5). Die bestehenden Instrumente müssen jedoch bedarfsgerecht und zieladäquat ausgestattet bzw. angepasst oder in ihrer Wahrnehmung und Inanspruchnahme gestärkt werden, um beispielsweise gegenläufige Trends wie den derzeit geringen Heizölpreis (ca. 70 Cent/l gegenüber bis zu 96 Cent/l im Jahr 2012 (TECSON, 2014)) zu kompensieren.

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

Abb. 8-5: Erwartete Entwicklung der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2020



Quelle: Eigene Berechnung basierend auf BMWi (2014d), IE Leipzig (2014a) und ÜNB (2014b)

8.4 Erneuerbaren Energien im Verkehr

235. Das Energiekonzept der Bundesregierung enthält kein explizites Ziel für die Nutzung regenerativer Kraftstoffe, jedoch ist Deutschland über die EU-Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung erneuerbarer Energiequellen wie alle anderen Mitgliedsstaaten verpflichtet, bis 2020 einen Anteil der erneuerbaren Energien an der Deckung des Kraftstoffbedarfs im Verkehrssektor von 10 % zu erreichen²⁶.

236. Die nationale Umsetzung der europäischen Vorgabe fußt bislang auf dem Gesetz zur Änderung der Förderung von Biokraftstoffen aus dem Jahr

²⁶ Nach Artikel 3 Absatz 4 sind als Bezugsgrößen für den Gesamtenergieverbrauch nur Otto-Kraftstoff, Dieselkraftstoff, im Straßenverkehr und im Schienenverkehr verbrauchter Biokraftstoff und Elektrizität berücksichtigt. Bei der Berechnung des regenerativen Anteils wird auch Strom aus erneuerbaren Energien einbezogen und mit dem Faktor 2,5 angerechnet.

2009, das seinerseits entsprechende Änderungen der Regelungen in § 37a des Bundesimmissionsschutzgesetzes auslöste. Verpflichtet ist derjenige, der Kraftstoffe in Verkehr bringt. Bis einschließlich 2014 sind für Dieselkraftstoff eine Quote von 4,4 % und für Ottokraftstoff eine Quote von 2,8 % zu erfüllen, die über die Beimischung entsprechender Biokraftstoffe oder den Verkauf entsprechender Mengen an Reinkraftstoff nachzuweisen sind. Zusätzlich ist eine fixe, verbindliche, auf den gesamten Energieinhalt bezogene Quote in Höhe von 6,25 % Biokraftstoff zu erfüllen. Ab 2015 werden diese energiebezogenen Quoten durch die Netto-Treibhausgasminde rung des Biokraftstoffeinsatzes als Wirkungsmaßstab ersetzt. Gesetzlich verankert ist das Ziel, bis 2020 durch die Erhöhung der Beimischungsquote die Wirkung der Netto-Treibhausgasminde rung sukzessive von 3 % im Jahr 2015 auf 7 % im Jahr 2020 zu steigern. Dies entspricht der im Nationalen Aktionsplan Erneuerbare Energien (NREAP) enthaltenen Biokraftstoffquote von rund 12 % (energetisch) im Jahr 2020 (NREAP, 2010). Aktuell wird jedoch seitens der Bundesregierung die zwölfte Änderung des Bundesimmissionsschutzgesetzes vorbereitet (BlmschG Änderung, 2014). Der Entwurf des Änderungsgesetzes sieht vor, dass die Quote für die Jahre 2015 und 2016 gegenüber dem geltenden Gesetz auf 3,5 % leicht angehoben, in den Folgejahren ab 2017 mit 4 % und im Jahr 2020 mit 6 % jedoch reduziert werden soll. Damit strebt die Bundesregierung eine Absenkung des ursprünglichen Ziels im Verkehrssektor auf die von der EU geforderten Mindestziele 10 % erneuerbarer Energien bzw. 6 % Reduktion der Treibhausgasintensität des Kraftstoffmixes an (siehe dazu auch Abschnitt 8.6).

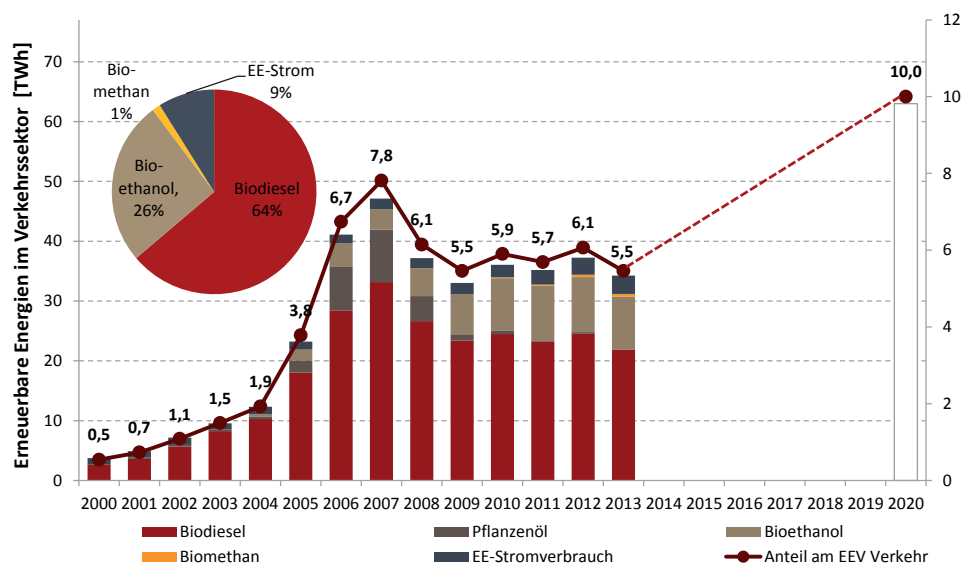
237. Im Fortschrittsbericht der Bundesregierung wird hierauf leider nicht eingegangen, so dass die hinter dieser Zielrevision liegenden Gründe nicht transparent sind. Dargestellt wird lediglich die Entwicklung der Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien im Verkehrssektor ohne Kommentierung des erreichten Anteils, jedoch ohne Beantwortung der Frage der Erfüllung oder Nichterfüllung der Biokraftstoff-Quote und ohne auf den erneuten deutlichen Rückgang des Anteils der erneuerbaren Energien im Verkehr einzugehen. Es ist zu begrüßen, dass erstmals der Versuch unternommen wird, auch den Anteil des im Verkehrssektor eingesetzten Stroms aus erneuerbaren Energien auszuweisen, jedoch fehlt auch hier die entsprechende Einordnung der erzielten Werte in die Zielsystematik. Der Anteil des erneuerbaren Stroms dürfte sich rechnerisch aus dem Anteil der erneuerbaren Energien am deut-

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

schen Strommix multipliziert mit dem Stromverbrauch im Verkehrssektor ergeben. Hier sei darauf hingewiesen, dass mit Blick auf das Ziel, 18 % am Bruttoendenergieverbrauch aus erneuerbaren Quellen zu decken, perspektivisch Methoden entwickelt werden müssen, die eine Ausweisung des Einsatzes von regenerativ erzeugtem Strom im Verkehrssektor ermöglichen, gleichzeitig aber eine Doppelanrechnung ausschließen (siehe Abschnitt 8.5).

238. Durch die erstmalige Aufnahme des erneuerbaren Stroms verändert sich auch rückwirkend die Zeitreihe der Anteile der erneuerbaren Energien im Verkehrssektor, was im Fortschrittsbericht erwähnt werden sollte (Abb. 8-6).

Abb. 8-6: Entwicklung des Anteils der erneuerbaren Energien im Verkehrssektor



Quelle: BMWi (2014d)

239. Trotz des durch die Berücksichtigung des regenerativen Stroms insgesamt gestiegenen Anteils der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch des Verkehrssektors²⁷, ist ein sehr deutlicher Rückgang im Jahr 2013 im Vergleich zum Vorjahr zu verzeichnen. Während im Jahr 2012 noch ein Anteil von 6,1 % (ohne Berücksichtigung des erneuerbaren Stroms 5,6 %) erreicht wurde,

²⁷ An dieser Stelle wird als Bemessungsgröße der Endenergieverbrauch des Verkehrssektors im Inland ohne Berücksichtigung des Kerosineinsatzes für Auslandsflüge herangezogen.

Erneuerbare Energien

waren es im Jahr 2013 nur 5,5 % (ohne Berücksichtigung des erneuerbaren Stroms 5,0 %). Dies bedeutet den niedrigsten Stand seit dem Jahr 2005. Zwischenzeitlich wurde im Jahr 2007 bereits ein Anteil von 7,8 % erreicht. Aufgrund der Umstellung der Fördersystematik auf eine ausschließlich ordnungsrechtlich umzusetzende Quote und den Verzicht auf steuerliche Anreize gingen die Anteile nach 2007 deutlich zurück und pendelten in den vergangenen Jahren zwischen 5,5 % und 6,1 %. Ob im Jahr 2013 der im BImSchG vorgeschriebene Mindestanteil von 6,25 % Biokraftstoff an der Gesamtmenge des in Verkehr gebrachten Otto- und Dieselmotorkraftstoffs erreicht wurde, ist derzeit nicht bekannt. Denn durch die Berücksichtigung von Übererfüllungen der Quoten aus den Vorjahren sowie durch Doppelanrechnung bestimmter Kraftstoffe (z. B. Biodiesel aus Abfallstoffen) könnte dies möglich sein. Da die entsprechende Veröffentlichung des Bundesfinanzministeriums noch aussteht, kann hierzu jedoch noch keine Aussage getroffen werden.

240. Die Zusammensetzung des Biokraftstoffeinsatzes in 2013 ist im Fortschrittsbericht der Bundesregierung dargestellt, jedoch fehlt eine entsprechende Einschätzung der Entwicklung. Mit 21,9 TWh dominiert weiterhin Biodiesel, dessen Einsatz aber im Vergleich zum Vorjahr um mehr als 10 % zurückgegangen ist. Bioethanol erreichte 8,9 TWh, was ebenfalls einen Rückgang um 3,5 % gegenüber dem Vorjahr bedeutet. Pflanzenöl hat als Kraftstoff kaum noch eine Bedeutung und erreichte die 1 %-Marke nicht mehr. Als weiterhin einziger Biokraftstoff der zweiten Generation wird Biomethan eingesetzt. Hier war eine Steigerung des Einsatzes auf 0,45 TWh möglich, der Anteil blieb jedoch bei 1 % (vgl. Abschnitt 8.6). Der Anteil des erneuerbaren Stroms stieg, bedingt durch den wachsenden Anteil der erneuerbaren Energien am Strommix, dabei ist der weit überwiegende Teil der im Verkehrssektor eingesetzten Strommenge dem Schienenverkehr zuzuordnen. Die Elektromobilität auf der Straße spielt hier verbrauchsseitig noch keine Rolle.

241. Für die Entwicklung des Beitrags regenerativer Energien im Verkehr bis zum Jahr 2020 ist unabhängig vom negativen Trend der letzten Jahre davon auszugehen, dass die bestehenden Sanktionsmechanismen bei einer Nichterfüllung der Vorgaben (z. B. Pönale für Fehlmengen bei Biokraftstoffen nach dem geltenden Bundesimmissionsschutzgesetz zwischen 19 Euro/GJ und 43 Euro/GJ entsprechend 6,8 Cent/kWh bis 15,5 Cent/kWh) ausreichen, um den von der EU geforderten energetischen Anteil erneuerbarer Energien von

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

10 % zu erreichen. Durch die Quote gilt dies unabhängig davon, wie sich der Endenergieverbrauch im Verkehr insgesamt entwickelt. Nach den Ausführungen in Kapitel 7 ist somit für das Jahr 2020 von etwa 65 TWh bei Erreichen des Energieeffizienzziels im Verkehr bis zu 74 TWh bei der Fortsetzung des bisherigen Effizienztrends in Form regenerativer Kraftstoffe auszugehen²⁸. Zu beachten ist allerdings, dass für die Quotenerfüllung bestimmte Kraftstoffe mehrfach angerechnet werden können. Dies betrifft derzeit regenerativen Strom (Faktor 2,5) sowie Biokraftstoffe aus Abfällen (bis zum Faktor 2). Insofern dürfte der tatsächliche energetische Beitrag geringer ausfallen.

8.5 Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch

242. Deutschland ist nach der EU-Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen verpflichtet, bis zum Jahr 2020 einen Anteil erneuerbarer Energien am sog. Bruttoendenergieverbrauch von 18 % zu erreichen. Der „Bruttoendenergieverbrauch“ umfasst im Unterschied zum Endenergieverbrauch im Sinne der Energiebilanz zusätzlich den in der Energiewirtschaft für die Erzeugung von Wärme und Strom anfallenden Eigenverbrauch sowie die bei der Verteilung und Übertragung auftretenden Transport- und Leitungsverluste. Der Unterschied ist mit etwa 3 % jedoch nicht allzu hoch.

243. Aufgrund der vorangegangenen Ausführungen ist davon auszugehen, dass mit den bestehenden Instrumenten in den Bereichen Strom, Wärme und Verkehr auch der in der EU-Richtlinie geforderte Anteil am Bruttoendenergieverbrauch erreicht werden kann. Das gilt insbesondere im Fall deutlicher Fortschritte bei der Energieeffizienz. Sollten die Effizienzziele nicht erreicht werden, wird der Ausbaupfad für die erneuerbaren Energien entsprechend steiler und es müssen gegenüber 2013 (319 TWh) bis 2020 nicht nur etwa 90 TWh, sondern etwa 140 TWh Energie zusätzlich bereitgestellt werden. Auch dies scheint mit den bestehenden Instrumenten möglich, setzt aber voraus, dass

²⁸ Eine Übererfüllung der Quote ist nicht zu erwarten, da sich die Preisrelation von fossilen und erneuerbaren Energieträgern absehbar nicht grundsätzlich zugunsten der erneuerbaren Energien verändern wird.

sie erfolgreich umgesetzt werden, insbesondere in den Bereichen Wärme und Verkehr.

8.6 Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien über 2020 hinaus

244. Zur Umsetzung der längerfristigen Klimaschutzstrategie in Deutschland hat die Bundesregierung in ihrem Energiekonzept Ziele für den Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch gesetzt, der von gegenwärtig 12 % auf 18 % im Jahr 2020 und dann in den folgenden Dekaden sukzessive auf 30 %, 45 % und 60 % im Jahr 2050 zu erhöhen ist. Wie dies erreicht werden soll, ist im Fortschrittsbericht für den Strommarkt dargestellt: Die Ziele des Energiekonzepts, langfristig mindestens 80 % des Bruttostromverbrauchs durch erneuerbare Energien zu decken, wurden mit Verweis auf die Regelungen im EEG im Zeithorizont bis 2035 (Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch dann 55-60 %) unterlegt und der übergeordnete Rahmen mit dem Grünbuch zum künftigen Strommarkt konzipiert. Für die Bereiche Wärme und Verkehr fehlen allerdings bislang vergleichbare Ziele und Strategien, die zeitnah nachgezogen werden sollten. Einerseits weil sie als Orientierung für die Adressaten von großer Bedeutung sind und zum anderen, weil die beiden Bereiche in ihrer Bedeutung für den Klimaschutz zunehmen werden. Dabei gilt es in erster Linie erforderliche strukturelle Änderungen vorzunehmen.

245. Für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist im Bereich der Windenergie an Land bereits heute absehbar, dass mit dem Ende des EEG-Vergütungszeitraums von 20 Jahren (zzgl. Inbetriebnahmejahr) ab 2021 bei gleichzeitigem Erreichen der technischen Lebensdauer eine zunehmende Anzahl an Altanlagen außer Betrieb gehen wird. Da gerade in den ersten Jahren des EEG ein hoher Leistungszubau erfolgte, kann der im aktuellen EEG vorgesehene Ausbaukorridor von netto 2.400 bis 2.600 MW/a ab dem Jahr 2021 nur bei einem Gesamtzubau von 5.000 bis 6.000 MW/a tatsächlich eingehalten werden. Die Herausforderung besteht somit darin, dieses Zubauniveau zu erreichen und dauerhaft aufrecht zu erhalten, denn gegenüber dem bereits vergleichsweise zubaustarken Jahr 2013 bedeutet dies eine dauerhafte Verdoppelung des Marktvolumens.

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

246. Für die Windenergie auf See wurden im EEG 2014 die Rahmenbedingungen mit der Verlängerung des Stauchungsmodells bis zum 31. Dezember 2019 so gesetzt, dass ein Zubau von 6.500 MW möglich ist. Für die in Planung bzw. im Bau befindlichen Anlagen wird so bis 2020 die Planungs- und Investitionssicherheit gewährleistet. Bis zum Jahr 2030 ist ein Anstieg um weitere 9.500 MW auf insgesamt 15.000 MW avisiert.²⁹ Offen bleibt aber, ob es gelingt, im Offshore-Windsektor die für die notwendigen Kostensenkungseffekte erforderlichen technischen Fortschritte zu erzielen und über entsprechende Erfahrungswerte Finanzierungsmodelle zu etablieren, so dass die Entwicklung auch ohne das sog. Stauchungsmodell vorankommt.

247. Unabhängig vom Entwicklungspotenzial der einzelnen Sparten hängt der weitere Ausbau entscheidend von der zukünftigen Gestaltung der Rahmenbedingungen im Strommarkt ab. Hier arbeitet das Grünbuch des BMWi die wesentlichen Herausforderungen sehr präzise heraus (BMW, 2014e). Ergänzend muss für die erneuerbare Stromerzeugung darauf hingewiesen werden, dass für die im Rahmen des EEG seitens der Bundesregierung angestrebte marktliche Bestimmung der Förderhöhe im Rahmen eines Ausschreibungsverfahrens ab 2017 das zu entwickelnde Ausschreibungsdesign und die jeweilige Parametrierung die wesentlichen Stellschrauben für den zukünftigen weiteren Ausbau darstellen. Daher ist hier mit der notwendigen Sorgfalt und entsprechendem zeitlichen Vorlauf zu agieren, damit das Ziel eines kosteneffizienteren Fördersystems erreicht und gleichzeitig der Transformationsprozess im Stromsektor befördert wird. Erfahrungen aus dem Ausland zeigen, dass ein fehlerhaftes Ausschreibungsdesign nicht die gewünschte Effizienzsteigerung, sondern im Gegenteil Mitnahmeeffekte und Kostensteigerungen auslösen kann.

248. Hinzu kommt, dass die Bundesregierung mit dem Pilotvorhaben für Freiflächenanlagen zwar versucht erste Erfahrungen mit diesem Instrument zu sammeln, die Übertragbarkeit der erzielten Ergebnisse auf andere Sparten wie die Windenergie jedoch mehr als fraglich erscheint. Vor dem Hintergrund,

²⁹ Gegenüber dem ursprünglich im Energiekonzept der Bundesregierung formulierten Ziel von 25.000 MW bedeutet dieser neue Zielpfad des EEG eine Reduktion des Offshore-Windausbaus bis 2030 um 40 %.

dass die Europäische Union in ihren Beihilfeleitlinien nicht die Anwendung eines Ausschreibungsverfahrens vorschreibt, sondern lediglich eine wettbewerbliche Ausgestaltung der Förderinstrumente anmahnt, empfiehlt die Expertenkommission nach Vorlage der Ergebnisse des Pilotvorhabens eine neuerliche ergebnisoffene Prüfung aller geeigneten Fördermodelle ohne Vorfestlegung auf das Ausschreibungsmodell.

249. Ein weiteres Augenmerk ist auf die zunehmende Marktintegration der erneuerbaren Stromerzeugung zu legen, da bei Einhaltung der im EEG formulierten Korridore bis 2020 bereits etwa ein Drittel der deutschen Stromerzeugung aus fluktuierenden Quellen stammen wird. Mit der im EEG 2014 eingeführten Verpflichtung zur Direktvermarktung wird das Fördersystem schrittweise von einem Festvergütungssystem auf ein Prämienmodell umgestellt. Die Ausgestaltung der Prämie bleibt dabei zunächst gleitend³⁰, so dass die Anlagenbetreiber unter anderem das Vermarktungsrisiko, nicht jedoch das Strompreisrisiko übernehmen. Die gleitende Ausgestaltung der Marktprämie erscheint mit dem heutigen Marktdesign und unter den aktuell geltenden Vermarktungsregeln sinnvoll, mittelfristig ist aber auch der Übergang auf ein Festprämienmodell in Erwägung zu ziehen. Der Frage der kosteneffizienten Risikoallokation im Gesamtsystem sollte deshalb in den anstehenden Entscheidungsprozessen zum zukünftigen Marktdesign entsprechende Bedeutung beigemessen werden, um mittel- und langfristig hinsichtlich der erneuerbaren Energien eine angemessene Verteilung der Risiken zwischen Anlagenbetreiber und Allgemeinheit zu erreichen.

250. Für die Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien ist auch bei zunehmenden Effizienzfortschritten zu erwarten, dass nach dem Jahr 2020 ein

³⁰ Die gleitende Marktprämie kombiniert Teile der anlagenspezifischen EEG-Vergütung mit der allgemeinen Marktpreisentwicklung. Der erneuerbare Strom wird selbst oder über einen Direktvermarkter an der Börse vermarktet. Der Anlagenbetreiber erhält somit den Marktpreis zum Zeitpunkt des Verkaufs. Zusätzlich erhält er die sog. Marktprämie. Sie errechnet sich aus der Differenz der Festvergütung und dem durchschnittlichen Marktpreis im Monat der Erzeugung. Durch die Kopplung an den Monatsmittelwert des Marktpreises (Phelix Base) werden die Risiken der generellen Marktpreisentwicklung eliminiert. Der Anreiz zur Reaktion auf die stundenscharfe Preisentwicklung bleibt jedoch vollständig erhalten, da die Vermarktung in Zeiten höherer Preise Mehreinnahmen ermöglicht, während die Vermarktung in Stunden mit niedrigen Preisen die Einnahmen insgesamt mindert.

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

weiterer Ausbau erforderlich ist. So geht die Referenzprognose etwa von einer Verdoppelung bis zum Jahr 2030 aus. Dafür müsste die Wachstumsrate im Mittel auf 5 % p.a. erhöht werden bzw. bei Aufrechterhaltung des Trends von 3 % bis 2020 um 6,5 % in der nächsten Dekade. Es erscheint daher sinnvoll, die Ausbauraten bereits vorher anzuheben, um einen fließenden Übergang zu schaffen. Dies ist jedoch nicht ohne die gleichzeitige Einleitung struktureller Anpassungen sinnvoll, insbesondere mit Blick auf die Realisierung des klimaneutralen Gebäudebestandes. Dafür besteht sowohl im Bereich der objektbezogenen wie auch der Versorgung über Wärmenetze Handlungsbedarf.

251. À la longue dürfte es kaum möglich sein, eine aus dem Bundeshaushalt finanzierte Förderung aufrecht zu erhalten. Eine Option ist die bundesweite Einbeziehung des Gebäudebestandes in das EEWärmeG, wie sie in Baden-Württemberg seit Januar 2008 mit dem Gesetz zur Nutzung erneuerbarer Wärmeenergie in Baden-Württemberg (Erneuerbare-Wärme-Gesetz EEWärmeG) besteht. Damit müssten auch Eigentümer von Bestandsgebäuden beispielsweise nach einem Austausch des Heizkessels anteilig erneuerbare Energien nutzen oder Ersatzmaßnahmen, wie den Anschluss an ein Wärmenetz oder die Durchführung von Maßnahmen zur Gebäudedämmung ergreifen. Die aktuelle Novellierung soll 2015 in Kraft treten und erstmals auch private und öffentliche Nichtwohngebäude in die Nutzungspflicht einbeziehen (UM BW, 2014)³¹. Die Bundesregierung hat sich allerdings im Koalitionsvertrag eindeutig gegen eine bundesweite Nutzungspflicht ausgesprochen: „Der Einsatz von erneuerbaren Energien im Gebäudebestand sollte weiterhin auf Freiwilligkeit beruhen“. Aus Sicht der Expertenkommission sollte diese Festlegung überprüft werden, um mit einer Politik des Fordern und Förderns beispielsweise zu erreichen, dass bei einem Austausch von Heizkesseln nicht nur die Energieeinsparverordnung (EnEV) erfüllt wird, sondern sich die Eigentümer ernsthaft mit regenerativen Optionen auseinandersetzen. Dass bei einer Übererfüllung der EnEV-Vorgaben dann z. B. eine Förderung aus Mitteln des Marktanzreizprogramms in Anspruch genommen werden kann, dürfte den Effekt deutlich verstärken.

³¹Wobei als Erfüllungsoption (zunächst) auch ein Sanierungsfahrplan anerkannt wird.

252. Weitere, insbesondere haushaltsunabhängige Instrumente (z. B. Prämienmodelle) wurden von verschiedener Seite empfohlen und bereits im Jahr 2011 vom Bundesrat eingefordert: „Die Bundesregierung wird aufgefordert, unverzüglich eine Gesetzesinitiative für ein Erneuerbare-Energien-Wärme-gesetz als marktfinanziertes Anreizmodell zu ergreifen. Diese sollte insbesondere Wirkung für den Altbaubestand entfalten“ (Bundesrat, 2011). Die Bundesregierung selbst hat in ihrem Energiekonzept vom September 2010 die Prüfung einer haushaltsunabhängigen Förderung durch ein Anreizsystem für erneuerbare Wärme beschlossen, die auch im Erfahrungsbericht 2012 zum EEWärmeG ab 2015 vorgeschlagen wurde. Ein Ergebnis dieser Prüfung liegt bisher allerdings nicht vor.

253. Neben der Frage, wie eine höhere Ausbaudynamik erreicht werden kann, ist auch zu klären, wie mit den absehbar erforderlichen strukturellen Änderungen im Bereich der regenerativen Wärmebereitstellung umgegangen werden soll, die eine deutliche Verstärkung des Ausbaus der netzgebundenen Wärmeversorgung nahelegen, über die heute nur ein Zehntel der regenerativen Wärme zur Verfügung gestellt wird. Ein Grund hierfür besteht in Restriktionen bei der Nutzung von Biomasse, aus der heute knapp 90 % der regenerativen Wärme bereitgestellt wird. In ihren Stellungnahmen zum ersten und zum zweiten Monitoring-Bericht der Bundesregierung hat die Expertenkommission bereits darauf hingewiesen, dass ein weiterer, deutlicher Ausbau unter Nachhaltigkeitskriterien nicht unproblematisch ist. Verschiedene Studien gehen davon aus, dass langfristig eine Zunahme der biogenen Wärmebereitstellung auf ca. 170-190 TWh möglich ist (2013: 118 TWh), dann aber die nachhaltig nutzbaren biogenen Potenziale in Deutschland ausgeschöpft sind (BMU, 2012a, 2012b; Prognos / EWI / GWS, 2014)³². Aus diesem Grund ist es unabdingbar, dass die Nutzung möglichst effizient erfolgt und u. a. Abwärme aus der biogenen Stromerzeugung möglichst vollständig genutzt wird. Dies ist vor allem über Wärmenetze möglich, die zunehmend im Gebäudebestand auf- und auszubauen sind (siehe auch Abschnitt 9.2). Ein weiterer Grund besteht

³² Auch in der Begründung zum aktuellen Erneuerbare-Energien-Gesetz wird die Begrenzung des Zubaus (der elektrischen Leistung) von Biomasseanlagen begründet: „Darüber hinaus dient die Begrenzung des weiteren Biomasseausbaus der Erhaltung der biologischen Vielfalt und soll vermeiden, dass bestehende Nutzungskonkurrenzen verschärft werden.“

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

darin, dass auch diejenigen Ressourcen erschlossen werden, die zwar große Nutzungspotenziale bieten, heute aber kaum eine Bedeutung haben. Gemeint sind damit solare Ressourcen, die heute nur etwa 5 % zur regenerativen Wärmebereitstellung beitragen und Geothermie, auf die (vor allem über elektrische Wärmepumpen) gut 6 % entfallen.

254. Im Bereich der Solarkollektoren führt der Weg in erster Linie über Kostensenkungen durch große Solaranlagen, die ggf. in Verbindung mit saisonalen Wärmespeichern realisiert werden können. Denn der bisher auf Kleinanlagen konzentrierte Solarthermiemarkt stagniert seit einigen Jahren, wobei die Ursache nicht nur in den Förderbedingungen (relativ geringe Zuschüsse im Vergleich zur kostendeckenden EEG-Förderung im Strommarkt) oder dem derzeit geringen Preisniveau von Heizöl zu sehen ist, sondern insbesondere auch darin, dass es im Unterschied zur Photovoltaik nicht gelungen ist, Lerneffekte dahingehend umzusetzen, dass sich eine entsprechende Kostensenkung beim Endkunden zeigt. Die solaren Wärmekosten bei Kleinanlagen haben sich in den letzten Jahren kaum verändert. Der Preisverfall der Photovoltaik hat dazu geführt, dass Wärme aus Solarstrom heute bereits günstiger erzeugt werden kann, als mit Solarwärmeanlagen. Dies gilt insbesondere für solarthermische Trinkwasseranlagen. Im Bereich der Geothermie haben in den letzten Jahren Wärmepumpen im Neubaubereich deutlich zugenommen, weil damit die Anforderungen des EEWärmeG erfüllt werden können. Die Anwendung ist aber praktisch immer einzelobjektbezogen. Größere Systeme in Wärmeverbänden sowie die hydrothermale Geothermie spielen von wenigen Ausnahmen abgesehen praktisch keine Rolle.

255. Regenerative bzw. hybride Wärmenetze (z. B. in Verbindung mit fossilen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen) gelten als eine zentrale Größe für den langfristigen Ausbau erneuerbarer Energien im Wärmemarkt. Sie bieten zudem zusätzliche Freiheitsgrade für das Management von Strom-Wärme-Systemen (siehe auch Abschnitt 9.2). Obwohl dies seit vielen Jahren bekannt ist und auch im Nationalen Aktionsplan für erneuerbare Energie zur EU-Richtlinie 2009/28/EG angelegt ist, wurde es bisher versäumt, entsprechende tragfähige Rahmenbedingungen zu schaffen. Dies betrifft nicht nur die finanzielle Förderung, sondern auch organisatorische Fragen wie die Erstellung flächendeckender und tragfähiger kommunaler Wärmepläne zur Erfassung vorhandener Wärmequellen und Wärmesenken als Grundlage für die Erschließung des

Nahwärmepotenzials, die Erarbeitung strategischer Sanierungskonzepte für den Gebäudebestand usw. Die Expertenkommission bedauert, dass sich die Bundesregierung in ihrem Fortschrittsbericht dazu nicht äußert bzw. erst im Laufe der 18. Legislaturperiode eine Energieeffizienzstrategie Gebäude (ESG) entwickeln will.

256. Im Energiekonzept der Bundesregierung wird die Gesamtkonzeption zur Weiterentwicklung des Verkehrs mit Bezug zu erneuerbaren Energien im Wesentlichen in drei Handlungsfelder aufgeteilt, um langfristig den Straßenverkehr überwiegend mit regenerativen Energieträgern realisieren zu können: Die Weiterentwicklung von Biokraftstoffen, die Bereitstellung von Strom für batterieelektrische Fahrzeuge und von regenerativem Wasserstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge. Konkrete Ziele liegen bis 2020 mit der regenerativen Kraftstoffquote von 10 % durch die europäische Richtlinie sowie dem Benchmark vor, 1 Millionen Elektrofahrzeuge in den Straßenverkehr zu bringen. Für den zunehmend relevanten Zeitraum der nächsten Dekade bestehen allerdings - abgesehen von 6 Millionen Elektrofahrzeuge bis 2030 - keinerlei quantitative Orientierungen.

257. Deutschland strebt an, Leitmarkt und Leitanbieter für Elektromobilität zu werden. Bereits im Jahr 2009 hat die Bundesregierung dazu den Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität verabschiedet (Bundesregierung, 2009). Zur Umsetzung wurde im Mai 2010 die Nationale Plattform Elektromobilität (NPE) etabliert. Neben zahlreichen Maßnahmen, die die Verbreitung vor allem von batterieelektrischen Elektrofahrzeugen unterstützen – etwa durch Demonstrationsprojekte wie die sog. Modellregionen Elektromobilität, die Schaufenster Elektromobilität, die Begünstigung bei der Kfz-Steuer oder das Elektromobilitätsgesetz (EmoG) –, wird dabei immer auch auf die umweltfreundliche Energiebereitstellung aus regenerativen Quellen verwiesen. Konkrete Maßnahmen dazu bestehen nicht, was aufgrund der zunehmenden regenerativen Durchdringung im Strommarkt auch nicht unbedingt erforderlich ist. Allerdings sieht die EU-Richtlinie zur Förderung erneuerbarer Energien vor, dass die Nutzung von regenerativem Strom im Geltungszeitraum der Richtlinie bis 2020 mit dem Faktor 2,5 auf die Kraftstoffquote angerechnet werden kann. Mit Blick auf die Zeit jenseits des Jahres 2020 scheint dies dann entbehrlich.

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

258. Für den Bereich der regenerativen Kraftstoffe hat die Bundesregierung mit den Anpassungen im Bundesemissionsschutzgesetz die angekündigte stärkere Ausrichtung der Biokraftstoffherstellung an den Belangen des Klimaschutzes umgesetzt. Allerdings fehlen bislang längerfristig tragfähige Konzepte, wie Biokraftstoffe der zweiten Generation (z. B. Biomethan oder Biomass-to-Liquid-Kraftstoffe aus anderen organischen Materialien) in den Straßenverkehr gebracht werden sollen. Abgesehen von Potenzialgrenzen für ausschließlich auf Biomasse basierenden Kraftstoffen fehlt auch eine Perspektive, welche Rolle z. B. Methan-betriebene Fahrzeuge künftig einnehmen sollen, die Anfang 2014 nur einen Anteil von 0,18 % am Pkw-Bestand ausmachten und deren Förderung über einen ermäßigten Mineralölsteuersatz Ende des Jahres 2018 ausläuft. Analog gilt dies für Brennstoffzellen-Fahrzeuge. Die Bundesregierung hatte bereits im Jahr 2006 gemeinsam mit der Industrie das „Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie“ zur Marktvorbereitung der Brennstoffzellen- und Wasserstoff-Technologien als 10-Jahresprogramm mit einem Gesamtvolumen von 1,4 Mrd. Euro auf den Weg gebracht. Das Programm endet somit im Jahr 2016. In welchem Umfang es fortgesetzt wird, wird derzeit abgestimmt. Nach dem Koalitionsvertrag soll jedoch die Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW), welche u. a. die Marktvorbereitungsprogramme für Produkte und Anwendungen aus dem Technologiefeld Wasserstoff und Brennstoffzelle koordiniert, weiter arbeiten und sich künftig auf die Implementierung und den Markthochlauf der Brennstoffzellentechnologie im stationären und mobilen Bereich konzentrieren. Während die Nutzungstechniken zeitnah zur Verfügung stehen werden,³³ ist offen, wie die aus ökologischen Gründen immer wieder adressierten regenerativen Brenn- und Kraftstoffe bereitgestellt werden sollen. Dies gilt für reinen Wasserstoff ebenso wie für seine gasförmigen Derivate wie Methan (Power-to-Gas) oder für flüssige Kraftstoffe (Power-to-Liquid), die auch in konventionellen Verbrennungsmotoren eingesetzt werden können. Die Bundesregierung setzt vor allem auf Forschung, Entwicklung und De-

³³ Stationäre Brennstoffzellen-Hausheizungssysteme befinden sich vor allem in Japan bereits in der breiten Markteinführung und die ersten Brennstoffzellen-Serienfahrzeuge sollen im Jahr 2015 auf den Markt kommen. Deutsche Automobilhersteller wollen Brennstoffzellen-Fahrzeuge ab 2017 anbieten.

monstration, allerdings bedarf es auch einer Markteinführungsstrategie, um die erheblichen Kostenreduktionspotenziale erschließen zu können. Dies ist nicht allein über F&E&D-Projekte, sondern vor allem über eine kommerzielle Umsetzung möglich. Verschiedenste Initiativen haben dazu Konzepte entwickelt (z. B. NOW (2014), dena (2013) und emobil (2014), die von der Bundesregierung geprüft werden sollten).

259. Einen Ansatz, alternative regenerative Kraftstoffe voranzubringen, zeigt der im Oktober 2014 vorgelegte Entwurf der EU-Kommission zur Treibhausgasintensität von Kraftstoffen in Verbindung mit der geltenden Richtlinie 98/70/EG über die Qualität von Otto- und Dieselmotorkraftstoffen (EU-Kommission, 2014a). Die Richtlinie schreibt vor, dass die Treibhausgasintensität der im Straßenverkehr eingesetzten Kraftstoffe schrittweise bis zum Jahr 2020 um 6 % gegenüber 2010 zu senken ist. Adressaten sind diejenigen, die Kraftstoffe in Verkehr bringen. Der Entwurf dient dazu, die Treibhausgasintensität ihrer Portfolios unter Berücksichtigung der jeweiligen Vorketten bestimmen zu können. Als Bezugsgrößen dienen die Lebenszyklus-Treibhausgasintensitäten von konventionellen Otto- und Dieselmotorkraftstoffen (93,2 bzw. 95 g CO₂-Äq/MJ). Hervorzuheben ist die Berücksichtigung von elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff aus erneuerbar erzeugtem Strom mit 9,1 g CO₂-Äq/MJ und von synthetisch hergestelltem Methan³⁴ mit 3,3 g CO₂-Äq/MJ³⁵, die deutlich niedrigere Werte aufweisen als die Mindestanforderung für Biokraftstoffe, die nach der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraftstoff-NachV, 2012) derzeit 65 % und ab 2017 maximal 50 % (für Neuanlagen ab 2018 maximal 40 %) der THG-Emissionen von konventionellem Otto- oder Dieselmotorkraftstoff aufweisen dürfen. Je nachdem, wie die wirtschaftliche Gutschrift für die Treibhausgasreduzierung längerfristig ausgestaltet wird, können eine Aufnahme dieser neuen Kraftstoffe in das Kraftstoffportfolio eines Anbieters und der Verkauf entsprechender Mengen attraktiv werden. Dies hängt vom Markt, nicht zuletzt aber auch von der Pönalisierung bei einem Nichterreichen der Vorgaben ab. Die Bundesre-

³⁴ Methan, das im Sabatierprozess aus elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff synthetisiert wurde, wobei der Strom für die Wasserelektrolyse ausschließlich aus erneuerbaren, nicht biogenen Quellen stammen darf.

³⁵ Zum Vergleich: Komprimierter Wasserstoff in einer Brennstoffzelle aus Erdgas mit Dampfreformierung 104,3 g CO₂-Äq/MJ, komprimiertes Erdgas im EU-Mix 69,3 g CO₂-Äq/MJ.

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

gierung kann hier Spielräume nutzen, denn der Kommissionsentwurf fordert in Artikel 6 nur, dass die Sanktionen „wirksam, verhältnismäßig und abschreckend“ sein müssen.

260. Ebenso wie die derzeit geltende Mehrfachanrechnung für Regenerativstrom zeigt das Beispiel eine von vielen weiteren Möglichkeiten – etwa die vorübergehende Befreiung von den Letztverbraucherabgaben für Strom bei der Herstellung strombasierter regenerativer Kraftstoffe –, wie neue Kraftstoffoptionen erschlossen werden können. Die Bundesregierung sollte deshalb ihre bisher eher vage ausgestaltete Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (BMVBS, 2013b) im Zuge der Verkehrsprognose 2030 zeitnah fortschreiben und sehr viel konkreter ihre Vorstellungen darstellen, wie ein Konzept auf dem Weg zur CO₂-neutralen Mobilität bis zum Jahr 2030 aussehen kann und welche Rolle dabei regenerative Energieträger spielen. Die Expertenkommission wiederholt damit ihre Empfehlungen aus den letzten Stellungnahmen.

9 Kraftwerke und Netze

Das Wichtigste in Kürze

Die Expertenkommission begrüßt es, dass der Fortschrittsbericht 2014 seine letztjährige Empfehlung aufgegriffen hat, die Leistungsbilanz zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast als ein zentrales Kriterium für die Stromversorgungssicherheit zu verwenden. Nach diesem Konzept wird die als gesichert anzunehmende Erzeugungsleistung mit der voraussichtlich höchsten zu deckenden Last in Deutschland gegenübergestellt. Die Elektrizitätsversorgung wäre gesichert, wenn die verbleibende Leistung positiv ist (Überdeckung). Für den Zeitraum 2014 bis 2016 schätzt der Fortschrittsbericht 2014 eine Überdeckung von mehr als 10 GW, allerdings spricht er an mehreren Stellen etwas missverständlich von Überkapazitäten. Die verschiedenen Berechnungen gelangen zu unterschiedlichen Überdeckungsraten. Es bedarf also einer methodischen Diskussion.

Auch die im Grünbuch 2014 getroffenen Aussagen zu Kraftwerken und Netzen können als eine zutreffende Analyse bewertet werden. Besonders bemerkenswert sind die Hinweise in Kapitel 1 und Kapitel 4, wonach primär die Bilanzkreise – und damit nicht die Netzbetreiber – für die Stromversorgung verantwortlich sind. Entsprechend fordert der Gesetzgeber von den Bilanzkreisverantwortlichen Bilanzkreistreue und erlaubt bei eventuellem Fehlverhalten eine fein abgestufte Sanktionierung. Mit dieser Festlegung sind natürlich auch die Überlegungen zur Weiterentwicklung des Strommarkts vorgezeichnet.

Bezüglich der Netze liegt der Übertragungsnetzausbau immer noch hinter dem ursprünglichen Fahrplan zurück. Als Folge davon müssen die Übertragungsnetzbetreiber in zunehmendem Umfang Redispatch-Maßnahmen ergreifen. Das Grünbuch stellt zutreffend fest, dass dies kein Dauerzustand sein kann und es ohne den Netzausbau zu einer Aufteilung der Stromhandelszone in eine Nord- und eine Südzone kommen müsste (Market Splitting).

Sollte es nicht gelingen, den bestehenden Rückstand im Netzausbau zu überwinden, könnte im Extremfall auch ein Szenario drohen, in dem Kernkraftwerke in Süddeutschland der strategischen Netzreserve zugewiesen werden, auch wenn das der aktuellen Rechtslage widerspricht. Die Expertenkommission ist der Meinung, dass dieses Szenario auf jeden Fall verhindert werden muss,

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

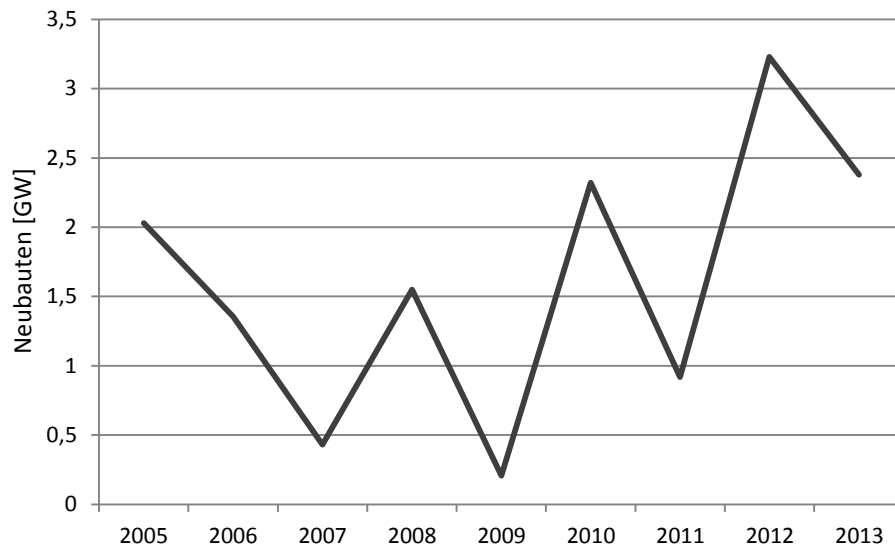
denn der Kernenergieausstieg ist eines der beiden Oberziele der Energiewende und diese sollten nicht gefährdet werden.

9.1 Kraftwerke

261. Unter dem Titel „Kraftwerke“ befasst sich der Fortschrittsbericht 2014 mit den installierten Leistungen von Elektrizitätserzeugungsanlagen, und zwar getrennt nach regenerativen und konventionellen Erzeugungsanlagen. Ende 2013 erreichten

- die regenerativen Erzeugungskapazitäten 83,7 GW (davon 78,8 GW EEG-Anlagen). Hinzuzurechnen sind 1,4 GW Wasserkraftkapazitäten aus Österreich, die direkt mit dem deutschen Netz verbunden sind.
- die konventionellen Erzeugungskapazitäten 104,7 GW. Hinzuzurechnen sind 2,9 GW ausländische, direkt mit dem deutschen Netz verbundene Stromerzeugungsanlagen aus Luxemburg und Österreich.

262. Zum konventionellen Kraftwerksneubau berichtet der Fortschrittsbericht 2014 (Abschnitt I.6.2.1), dass sich rund 6,6 GW Kapazitäten im Bau befinden, gegenüber 10,9 GW im Jahr zuvor. Der Kraftwerksliste der BNetzA zufolge (BNetzA, 2014a) wurden im Laufe des vergangenen Jahres jedoch nur 2,6 GW konventionelle Kapazitäten neu in Betrieb genommen. Diese Diskrepanzen beruhen möglicherweise darauf, dass einige im Bau befindliche Projekte aufgegeben oder zurückgestellt wurden. Angesichts der bekannten Marktverwerfungen an den Stromgroßhandelsmärkten wäre das nachvollziehbar, doch für das Monitoring der Energiewende darf das nicht unerwähnt bleiben. Darüber hinaus braucht es auch eine Einschätzung darüber, in wie weit die Fertigstellung der 6,6 GW aktuell im Bau befindlichen Kapazitäten in den kommenden Jahren realistisch ist. Da im gleichen Zeitraum auch viele thermische Kraftwerke ausscheiden, ergibt sich nach BNetzA ein Saldo von insgesamt - 4,7 GW (Stand 2014).

Abb. 9-1: Inbetriebnahme von konventionellen Kraftwerken

Netto-Nennleistung ≥ 10 MW; Quelle: BNetzA (2014a)

263. Zurückblickend weist der konventionelle Kraftwerksneubau in den letzten fünf Jahren ein etwa doppelt so hohes Niveau auf wie im Durchschnitt der fünf Jahre zuvor (Abb. 9-1). Auch dies hätte einer eingehenderen Analyse im Fortschrittsbericht bedurft. Beispielsweise sollte überprüft werden, ob dies eine Spätfolge der großzügigen Gratiszuteilung von Emissionsrechten in der ersten Emissionshandelsperiode 2005 bis 2007 ist. Damals wurden bekanntlich viele Kraftwerksprojekte initiiert, die jetzt ihren Leistungsbetrieb aufnehmen können. Dies wäre auch eine Erklärung dafür, dass es sich bei den 6,6 GW Neubau-Projekten nach Angaben der BNetzA überwiegend um Steinkohlekraftwerke (ca. 4,3 GW) handelt.

264. Die Expertenkommission begrüßt es, dass der Fortschrittsbericht 2014 seine letztjährige Empfehlung aufgegriffen hat, die Leistungsbilanz zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast als ein zentrales Kriterium für die Stromversorgungssicherheit zu verwenden (Abschnitt III.1.3.2 im Fortschrittsbericht 2014). Nach diesem Konzept wird die als gesichert anzunehmende Erzeugungsleistung mit der voraussichtlich höchsten zu deckenden Last in Deutschland gegenübergestellt. Die Elektrizitätsversorgung wäre gesichert, wenn die verbleibende Leistung positiv ist (Überdeckung). Für den Zeitraum 2014 bis 2016 gelangt der Fortschrittsbericht 2014 auf eine Überdeckung von mehr als 10 GW

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

(Tabelle III.1.2), allerdings spricht er an mehreren Stellen etwas missverständlich von Überkapazitäten.

265. Die bestehende Überdeckung sollte zusammen mit den geplanten Zubauten an gesicherter Leistung in der Gesamtbilanz für Deutschland ausreichen, um das bevorstehende Abschalten weiterer Kernkraftwerke gewährleisten zu können. Allerdings bemängelt der Fortschrittsbericht zu Recht, dass bei der Erstellung der Leistungsbilanz bislang eine ausschließlich nationale Betrachtung vorgenommen wird, trotz des intensiven und perspektivisch steigenden Stromaustausches mit dem Ausland. Daher ist das Postulat zu unterstützen, die Methodik der Leistungsbilanzierung in internationaler Kooperation zu überarbeiten.

266. Ohne Frage wird das Elektrizitätssystem flexibler werden müssen, damit weiter steigende Mengen an Wind- und Photovoltaik-Strom genutzt werden können. Die Bundesregierung leitet im Bereich der konventionellen Erzeugung einen „volkswirtschaftlichen Bedarf“ an „kostengünstiger Flexibilität“ aus dem Vorhandensein negativer Börsenpreise ab (BMW, 2014a). Die Expertenkommission ist allerdings der Ansicht, dass unter derzeitigen Rahmenbedingungen negative Strompreise als Indikator für einen technischen Flexibilitätsbedarf nur bedingt geeignet sind. Die Ursachen für negative Preise sind so vielfältig wie komplex. So spiegeln negative Strompreise nicht nur technisch-wirtschaftliche Inflexibilitäten (z. B. Mindestlasten, Anfahrkosten, wärmegeführte KWK etc.) wieder, sondern sind auch durch eine Vielzahl regulatorischer und institutioneller Rahmenbedingungen begründet. Zu nennen sind hier insbesondere die Fördersystematik des EEG und des KWK-G (inkl. Energiesteuern), die Netzentgeltsystematik, aber auch die Ausgestaltung der Regel- und Ausgleichsenergiemärkte.

267. Die Bundesregierung hat in den letzten Jahren ein breites Instrumentarium von Flexibilitätsoptionen geschaffen. Dazu gehören die im Fortschrittsbericht 2014 genannten Maßnahmen (Reservekraftwerksverordnung (ResKV, 2013), Netzentgeltbefreiung von neuen Pumpspeicherkapazitäten, Lastabschaltverordnung (AbLaV, 2012), KWK-Förderung, Lastmessung mit intelligenten Stromzählern). Dem Fortschrittsbericht 2014 hätte sich die Gelegenheit zu einer Gesamtbewertung dieses Instrumentenbündels inkl. einer Einordnung der einzelnen Maßnahmen und Interdependenzen geboten. Dabei müssten

auch andere Flexibilitätsoptionen wie beispielsweise Regel- und Ausgleichsenergie, vertriebsseitiges Nachfragemanagement, Power-to-Heat, Power-to-Gas, flexibilitäts-erhöhende Maßnahmen bei konventionellen Kraftwerken oder die entsprechenden Neuregelungen für erneuerbare Anlagen im Rahmen der EEG-Reform³⁶ thematisiert werden. In Analogie zum so genannten Energy-only-Markt könnte eine solche Analyse eine Merit-Order der Flexibilitätsoptionen aufstellen, die dann auch Auskunft über die wechselseitigen Interdependenzen der einzelnen Flexibilitätsoptionen geben könnte.

9.2 Kraft-Wärme-Kopplung

268. Der Fortschrittsbericht gibt in Teil I einen statistisch gestützten Kurzüberblick über die Entwicklung der KWK von 2003 bis 2013. Danach hat sich der KWK-Anteil an der gesamten Netto-Stromerzeugung von 13,6 % im Jahr 2003 auf 18,1 % im Jahr 2013 deutlich erhöht. Nach anderen Quellen hat der entsprechende Anteil in den vergangenen fünf Jahre allerdings langsamer zugenommen und erreicht 2013 nur wenig mehr als 16 % (vgl. Tab. 9-1). Die Expertenkommission sieht sich nicht in der Lage, diese Differenzen zu überprüfen, empfiehlt aber der Bundesregierung eine Klärung zwischen den beteiligten Instituten herbeizuführen.

269. In Teil III des Fortschrittsberichts 2014 wird zwar auf die Effizienzvorteile der KWK-Technik hingewiesen, doch wäre dort auch ein ergänzender Hinweis auf die mit KWK-Anlagen erzielbaren Emissionsminderungen angebracht. Immerhin dürften durch die KWK im Jahr 2012 knapp 39 Mio. t CO₂ vermieden worden sein (Öko-Institut, 2014). Prognos et al. (2014) veranschlagen die gegenwärtige Emissionsvermeidung sogar auf rund 56 Mio. t CO₂. Die der Expertenkommission vorliegende Version des Fortschrittsberichts 2014 beschränkt sich lediglich auf die Skizzierung des Förderregimes nach dem KWKG und verweist auf die Ergebnisse des KWK-Monitorings. Die Expertenkommission möchte daher auf einige Aspekte des KWK-Monitorings eingehen.

³⁶ Hier ist insbesondere die Verringerung der EEG-Förderung bei negativen Day-ahead-Preisen nach § 24 EEG 2014 zu nennen.

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

Tab. 9-1: Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung von 2003 bis 2013

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Mrd. kWh											
Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, 2014											
Bruttostromerzeugung	607,4	615,3	620,6	636,9	637,2	637,3	593,2	628,1	608,9	629,8	631,4
Kraftwerkseigenverbrauch	38,8	38,5	39,0	39,6	38,7	38,3	35,6	36,7	34,8	37,1	37,1
Nettostromerzeugung	568,6	576,7	581,6	597,4	598,5	598,9	557,6	591,4	574,0	592,8	594,3
KWK-Stromerzeugung	78,3	80,4	81,5	87,7	87,9	93,1	94,3	102,5	101,4	106,5	107,7
Allgemeine Versorgung	50,3	52,4	52,3	54,0	51,9	53,8	50,5	53,4	51,1	51,1	49,7
Industriekraftwerke	23,5	22,9	23,3	25,7	26,1	25,7	27,0	29,8	28,4	28,3	28,2
KWK-Anlagen > 1 MW/Bio-KWK	4,6	5,1	5,9	7,9	9,9	13,6	16,9	19,3	21,8	27,1	29,8
Anteil an Nettostromerzeugung	13,8%	13,9%	14,0%	14,7%	14,7%	15,5%	16,9%	17,3%	17,7%	18,0%	18,1%
Quelle: Fraunhofer IFAM, IREES-Infozentrum; Prognos, 2014											
Nettostromerzeugung	xxx	xxx	582	597	599	599	558	591	574	591	595
KWK-Stromerzeugung	xxx	xxx	82,4	86,9	86,5	89,2	89,2	97	94,1	95,1	96,4
Allgemeine Versorgung	xxx	xxx	51,5	54	51,9	53,8	50,5	53,3	50,9	51,1	49,7
Industriekraftwerke	xxx	xxx	25,6	25,8	25,8	25,7	26,6	29,8	28,4	28,3	29,7
KWK-Anlagen > 1 MW/Bio-KWK	xxx	xxx	5,3	7,1	6,8	9,7	12,1	13,9	14,7	15,7	16,9
Anteil an Nettostromerzeugung	xxx	xxx	14,2%	14,6%	14,4%	14,9%	16,0%	16,4%	16,4%	16,1%	16,2%
Quelle: Öko-Institut 2014											
Nettostromerzeugung	569	578	583	599	601	601	559	595	577	593	xxx
KWK-Stromerzeugung	77,5	79,8	83,2	86,9	86,6	89,1	89,2	97,0	94,3	95,1	xxx
Allgemeine Versorgung	50,3	52,4	52,3	54,0	51,9	53,8	50,5	53,4	51,1	51,1	xxx
Industriekraftwerke	23,5	22,9	25,6	25,8	25,8	25,7	26,6	29,8	28,4	28,3	xxx
KWK-Anlagen > 1 MW/Bio-KWK	3,7	4,6	5,2	7,1	8,9	9,6	12,1	13,8	14,7	15,7	xxx
Anteil an Nettostromerzeugung	13,6%	13,8%	14,3%	14,5%	14,4%	14,8%	16,0%	16,3%	16,3%	16,0%	xxx

270. Die KWK gehört zu den Techniken mit einem gegenwärtig hohen Energieeinsparungs- und Emissionsvermeidungspotential. Wenn KWK-Anlagen anstelle der wärmegeführten Fahrweise zu einer stromgeführten Fahrweise übergehen, bieten sie auch Flexibilitätspotentiale, allerdings setzt dies meist zusätzliche Wärmespeicher voraus. Gemessen daran bleibt die Nutzung der KWK bisher begrenzt. Das dazu von einem Institutskonsortium erarbeitete Monitoring kommt zu dem Ergebnis, dass das 25 %-Ziel bis 2020 unter den aktuellen Marktbedingungen deutlich verfehlt wird. Gleichwohl wird hervorgehoben, dass die KWK in vielen Anwendungsfällen gegenüber ungekoppelten Systemen betriebs- und volkswirtschaftliche Vorteile aufweist. Vor diesem Hintergrund werden auch große Potentiale insbesondere für den Bereich der allgemeinen Versorgung wie für die Industrie ermittelt. Insgesamt soll sich das stromseitige Potential zwischen 170 und 240 TWh bewegen. Diese Potentiale können zumindest bis 2030 gemeinsam mit einem weiteren Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erschlossen werden. Über 2030 hinaus hängen die Ausbaumöglichkeiten wesentlich von der Struktur der Stromerzeugung, der Entwicklung der Stromnachfrage sowie der Flexibilität des gesamten Stromsystems ab.

271. Die Expertenkommission möchte ergänzend darauf hinweisen, dass die Treibhausgasminderungsziele bis 2050 einer fossil-basierten KWK und die mit

den anspruchsvollen Zielen für den Wärmemarkt verbundenen Wirkungen auf die benötigte Wärmesenke der KWK generell Grenzen setzen wird. Zudem wird es bei einer weitgehend auf erneuerbaren Energien beruhenden und damit einer (soweit es Wind und PV betrifft) nicht KWK-geeigneten Stromversorgung auch Beschränkungen hinsichtlich der Stromsenke geben. Es muss hier offenbleiben, ob und in welchem Ausmaß eine erfolgreiche Einführung der Power-to-gas-Technologie diese Einschätzung ändern könnte. Auf fossiler Basis dürfte die KWK daher auf mittlere Sicht eher eine Übergangsstrategie sein.

272. Gegenwärtig ist aber die Nutzung der KWK in bestimmten Einsatzbereichen vor allem aus wirtschaftlichen Gründen eingeschränkt. Dabei gibt es allerdings Unterschiede: Angesichts der niedrigen Stromgroßhandelspreise ist die Wirtschaftlichkeit der KWK in der allgemeinen Versorgung für Neubauten und Modernisierungen nicht mehr gegeben. Dies gilt derzeit und für die nächsten Jahre unter unveränderten Bedingungen selbst für Bestandsanlagen. Hier können lediglich kohlenbasierte Anlagen noch einigermaßen wirtschaftlich betrieben werden. Für die aus verschiedenen Gründen zu präferierenden Erdgas-KWK-Anlagen ist dies vor allem aufgrund der vergleichsweise hohen Gaspreise nicht der Fall. Anders kann sich die Situation für Anlagen der Objektversorgung und der Industrie darstellen, wobei hier die Wirtschaftlichkeit entscheidend vom Ausmaß der Stromeigennutzung abhängt.

273. Dem Fortschrittsbericht 2014 zufolge wird eine Elektrizitätsmenge von 56,2 TWh (2013, inkl. rd. 6 TWh Bahnstrom) und von 47,1 TWh (2014, ohne 6 TWh Bahnstrom) selbsterzeugt und selbstverbraucht. Der Fortschrittsbericht 2014 weist darauf hin, dass Eigenerzeuger einen Vorteil bei Netzentgelten, Umlagen und Stromsteuer haben. Auf der anderen Seite stellen Eigenerzeugung und Eigenverbrauch eine Option dar, um die stromseitigen Ziele der Energiewende ohne direkte Förderung zu verwirklichen. Allerdings ist die Materie aus rechtlicher Sicht unübersichtlich und für die Marktteilnehmer teilweise willkürlich geregelt. Eine systematische Behandlung der Eigenerzeugung mit erneuerbaren Energien und KWK wäre auch deshalb in einem künftigen Monitoring-Bericht notwendig, um die politisch gewünschte strategische Rolle der Dezentralität für die Elektrizitätsversorgung transparent und belastbar zu fixieren und dadurch Investitionssicherheit zu schaffen.

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

274. Das BMWi beabsichtigt, die Ergebnisse der Evaluierung des KWKG in einem nächsten Schritt mit der betroffenen Branche zu konsultieren. Konkrete Schlussfolgerungen für die künftige Ausgestaltung der KWKG-Förderung sollen dann auf Basis der Ergebnisse des Gutachtens und der Branchenkonsultation gezogen werden, wobei eine Verzahnung mit den Entscheidungen zum künftigen Strommarktdesign erfolgen soll. Mit einem Referentenentwurf wird offenkundig nicht vor Februar 2015 gerechnet. Mitte 2015 könnte dann die KWKG-Novelle verabschiedet werden. Insoweit ist auch nicht damit zu rechnen, dass im jetzigen Fortschrittsbericht schon klare inhaltliche Festlegungen getroffen werden.

9.3 Grünbuch des BMWi

275. Im Oktober 2014 veröffentlichte das BMWi ein Diskussionspapier zum „Strommarkt für die Energiewende“ als Ergänzung des Fortschrittsberichts, welches die Debatte zu den anstehenden Entscheidungen zum Strommarktdesign strukturieren soll (BMW, 2014e). In diesem Papier werden eine Reihe von Vorschlägen formuliert, darunter Maßnahmen, die als „Sowieso-Maßnahmen“ umgesetzt werden sollen, und Maßnahmen, die noch nicht ausdiskutiert sind und daher noch nicht entscheidungsreif sind. Die Expertenkommission wurde aufgefordert, auch dieses Dokument in den Kommentar zum Energiewende-Monitoring einzubeziehen.

276. Grundsätzlich hält die Expertenkommission die im Grünbuch 2014 getroffenen Aussagen für eine zutreffende Analyse. Besonders bemerkenswert sind die Hinweise in Kapitel 1 und Kapitel 4, wonach primär die Bilanzkreise – und damit nicht die Netzbetreiber – für die Stromversorgung verantwortlich sind. Entsprechend fordert der Gesetzgeber von den Bilanzkreisverantwortlichen Bilanzkreistreue und erlaubt bei eventuellem Fehlverhalten eine fein abgestufte Sanktionierung:

- Symmetrische Ausgleichsenergiepreise (Regelzonen übergreifender Ausgleichsenergiepreis reBAP),
- Pönale bei regelzonenbelastenden Bilanzkreisabweichungen in Höhe des 1,5-fachen des Intraday-Preises in Perioden, in denen mehr als 80 % der Regelenergieleistung eingesetzt wird,

- Kündigung des Bilanzkreisvertrags durch den jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber.

277. Mit dieser Festlegung sind natürlich auch die Überlegungen zur Weiterentwicklung des Strommarkts vorgezeichnet. Es ist allerdings darauf zu achten, dass die für die Bilanzkreise zuständigen Unternehmen mit ihrer wirtschaftlichen Kraft und ihren technisch-personellen Fähigkeiten den Aufgaben gewachsen sind. Teilweise wird dieser Aspekt bereits in den jährlichen Monitoringberichten des BKartA und der BNetzA zum Strom- und Gasmarkt behandelt.

278. Natürlich haben auch die Netzbetreiber im Rahmen der von ihnen zu erbringenden Systemdienstleistung wichtige Funktionen bei der Gewährleistung einer gesicherten Elektrizitätsversorgung. Die im Grünbuch 2014 vorgeschlagene situationsbasierte Ausschreibung von Regelleistung kann einen Beitrag dazu leisten, um kritische Versorgungssituationen wie diejenige im Frühjahr 2013 künftig zu vermeiden.

9.4 Stromübertragungsnetze

279. Dem Kraftwerke-Monitoring der BNetzA (BNetzA, 2014b) zufolge ist in Deutschland insgesamt vorerst kein Kapazitätsengpass erkennbar. Bei regionaler Betrachtung gilt dies jedoch nicht. Im süddeutschen Raum sind derzeit etwa 1,1 GW Erzeugungskapazität im Bau, während bis Ende 2017 insgesamt 6,8 GW Erzeugungskapazitäten stillgelegt werden sollen. Davon haben Kraftwerke mit einer Gesamtkapazität von 3,9 GW eine endgültige Stilllegungsanzeige gemäß § 13a abgegeben, von denen wiederum 1,0 GW gemäß § 13a EnWG als systemrelevant genehmigt wurden und damit zur strategischen Kraftwerksreserve gehören.³⁷

280. Die bestehenden Stromübertragungskapazitäten reichen bekanntlich nicht aus, um die sich hier abzeichnende Versorgungslücke zu decken. Mit

³⁷ Angaben der BNetzA vom 29.07.2014; herunterladbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerkliste/Veroeff_zuUndRueckbau_2014.xls.

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) aus dem Jahr 2009, dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) aus dem Jahr 2011 und dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) aus dem Jahr 2013 soll der Übertragungsnetzausbau zügiger vorankommen. Doch von den vorgesehenen 1877 Kilometern sind, dem EnLAG-Monitoring der BNetzA zufolge, bis Mitte 2014 erst 416 km (22 %) fertiggestellt (BNetzA, 2014c). Zwar haben sich die jährlichen Netzinvestitionen der Übertragungsnetzbetreiber seit 2011 verdreifacht, doch bei dem aktuellen Ausbautempo werden viele der 23 EnLAG-Projekte kaum noch im laufenden Jahrzehnt fertiggestellt werden können, ganz zu schweigen von den geplanten Gleichstromtrassen zwischen Nord- und Süddeutschland, gegen die sich erheblicher politischer Widerstand entwickelt hat.

281. Man kann die Aussage im Fortschrittsbericht 2014 nur unterstreichen: „Ein beschleunigter Netzausbau ist für das Gelingen der Energiewende unverzichtbar“ (BMWi, 2014a, Abschnitt I.7.2). Es ist daher sehr zu begrüßen, dass sich das Grünbuch des BMWi eingehend mit der Frage nach den Auswirkungen des unzulänglichen Ausbaus der Übertragungsnetze und den möglichen Alternativen auseinandersetzt. Damit werden der Öffentlichkeit die Folgen eines fortgesetzten Realisierungsstaus vor Augen geführt.

282. Eine Antwort auf einen unzureichenden Netzausbau wäre ein vermehrtes Redispatch. Darunter versteht man Eingriffe der Netzbetreiber in die Ergebnisse des Elektrizitätshandels, um kurzfristig auftretende Netzengpässe zu vermeiden (präventiver Redispatch) oder zu beseitigen (kurativer Redispatch). In beiden Fällen wird die Einspeiseleistung vor einem Netzengpass reduziert und dahinter vergrößert, ohne die Einspeiseleistung insgesamt zu verändern. Neben diesem strombasierten Redispatch zielt der spannungsbasierte Redispatch darauf ab, durch die Bereitstellung von zusätzlicher Blindleistung die Netzspannung im betroffenen Netzgebiet lokal zu stabilisieren. Dies betrifft derzeit vor allem die Netze in Süddeutschland zu Zeiten hoher PV-Erzeugung.

283. Dem Monitoringbericht 2013 der BNetzA zufolge (BNetzA/BKartA, 2013) finden inzwischen nahezu täglich stromseitige Redispatch-Maßnahmen statt. Entsprechende Maßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber sollen im Jahr 2012 eine Gesamtdauer von 4.769 Stunden und ein Volumen von 1.962 GWh erreicht haben. Besonders betroffen ist die Leitung von Remptendorf (Thürin-

gen; 50Hertz) nach Redwitz (Bayern; Tennet). Kritisch ist aber auch die Übertragungsleitung Lehrte – Mehrum (Niedersachsen) in der Tennet-Regelzone.

284. Zusammen mit dem spannungsseitigen Redispatch sollen im Jahr 2012 an insgesamt 7160 Stunden Redispatch-Maßnahmen erfolgt sein. Damit verbunden waren Kosten von 160 Mio. Euro entstanden, was eine Vervierfachung gegenüber 2011 bedeutet.³⁸ Die Redispatch-Kosten werden ebenso wie die Kosten des Netzausbaus auf die Netzentgelte umgelegt. Im Sinne eines gesamtwirtschaftlichen Optimums sollte die Entwicklung der Netzausbau-Umlage im Verhältnis zu den Redispatch-Kosten abgeschätzt werden. Die zu ergreifenden Netzausbau-Maßnahmen sollten das Minimum aus beiden Kostenelementen als die volkswirtschaftlich optimale Lösung anstreben. Doch diesbezüglich geben weder der aktuelle Monitoring-Bericht der BNetzA noch der Fortschrittsbericht 2014 der Bundesregierung nähere Auskünfte.

285. Als eine andere Antwort auf den unzureichenden Netzausbau könnte alternativ auch das so genannte Market Splitting eingeführt werden. Dabei zerfällt die normalerweise einheitliche deutsche Preiszone bei einem Netzengpass in mehrere Preiszonen, zurzeit vermutlich in eine Nord- und eine Südzone. Unter der Annahme, dass in der Nordzone ausreichend Elektrizität bereitsteht, in der Südzone aber ein Erzeugungsmangel herrscht, sorgt ein unterschiedliches Preisniveau in jeder der beiden Zonen für einen kurzfristigen Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage. Die Großhandelspreise wären dabei in der Südzone tendenziell höher als in der Nordzone. Entsprechende Erwartungen der Marktteilnehmer würden mittelfristig Kraftwerksinvestitionen in der Südzone initiieren, während sie in der Nordzone gebremst würden. Auch wäre eine Verlagerung stromintensiver Industrieprozesse in die Nordzone nicht auszuschließen. Im Unterschied zum Redispatch werden mit dem Market Splitting die Kosten unzureichender Leitungskapazitäten dem Verursacherprinzip entsprechend regional gezielt zugewiesen. Alles zusammengekommen würde das Market Splitting die Problematik unzureichender Übertragungsnetze mit der Zeit beseitigen. Das ist mit Redispatch nicht möglich.

³⁸ Es ist darauf hinzuweisen, dass diese Kosten nicht über Marktprozesse bestimmt werden, sondern auf bilateralen Verhandlungen zwischen Kraftwerks- und Netzbetreibern basieren, die allerdings einer Kontrolle durch die BNetzA unterliegen.

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

286. Das Grünbuch 2014 spricht sich gegen das Market Splitting und für den Erhalt der einheitlichen Preiszone aus, weist aber gleichzeitig deutlich darauf hin, dass dies nur möglich sein wird, wenn die Netzengpässe als ein zeitlich befristetes Übergangsproblem angesehen werden können (BMW, 2014e, Kapitel 6): „Bei umfangreichen Netzengpässen ist eine einheitliche Preiszone nicht möglich“. Die Expertenkommission begrüßt diese klare Aussage.

287. Sollte es nicht gelingen, den bestehenden Ausbau-Rückstand zu überwinden, wäre im ersten Schritt eine Anwendung der Reservekraftwerkverordnung notwendig. Damit könnten die Übertragungsnetzbetreiber im äußersten Fall im Süden notwendige Kraftwerkskapazitäten ausschreiben, um die Versorgungssicherheit nicht zu gefährden. Als weitere Eskalationsstufe, falls dieses nicht rechtzeitig funktioniert, könnte im Extremfall auch ein Szenario drohen, in dem Kernkraftwerke in Süddeutschland der strategischen Netzreserve zugewiesen werden, auch wenn das der aktuellen Rechtslage widerspricht. Die Expertenkommission ist der Meinung, dass dieses Szenario auf jeden Fall verhindert werden muss. Denn der Kernenergieausstieg ist eines der beiden Oberziele der Energiewende und dieses sollte nicht angetastet werden.

10 Energieforschung und Innovation

Das Wichtigste in Kürze

Mit der erfolgreichen Umsetzung der Energiewende sind Chancen in Bezug auf die Modernisierung der deutschen Volkswirtschaft verbunden. Dies sollte nicht nur die heimische Wirtschaft stärken, sondern auch auf die Weltwirtschaft ausstrahlen. Es gibt zahlreiche Beispiele dafür, dass mit der Energiewende Innovationen mit einer entsprechenden Wirkung ausgelöst wurden, wobei teilweise sehr heterogene Transmissionsmechanismen beobachtet werden können. Eine Verallgemeinerung ist deshalb schwierig.

Schon in den vergangenen Berichten hatte die Expertenkommission den Versuch unternommen, die mit der Energiewende verbundenen Innovationswirkungen durch ein Bündel von Indikatoren zu beschreiben. Neben den staatlichen F&E-Ausgaben und dem Anteil von Private Equity Mitteln zugunsten von Energieinnovationen umfasste der Vorschlag den Anteil der Energieeffizienzpatente sowie den Anteil der Patente zu erneuerbaren Energien an allen deutschen Patenten. Diesem Vorschlag folgt der Fortschrittsbericht 2014 in wesentlichen Teilen. Dort werden auch die Probleme dieses Ansatzes deutlich. Beispielsweise fehlen die privaten F&E-Ausgaben zugunsten von Energieinnovationen, da es eine belastbare statistische Datengrundlage dafür derzeit nicht gibt.

Weil mit F&E-Ausgaben, Patenten und Venture Capital allein die mit der Innovationstätigkeit verbundenen gesamtwirtschaftlichen Chancen nur unzureichend erfasst werden können, schlägt die Expertenkommission eine Erweiterung des quantitativen Indikatoren-Bündels um Diffusionsindikatoren vor. Im Zentrum stehen die mit Learning-by-doing verbundenen Kostensenkungen von einzelnen Technologien. Als Beispiel können die damit verbundenen aggregierten technologiespezifischen Kostenvorteile den technologiespezifischen jährlichen Ausgaben – bei erneuerbaren Energien-Technologien etwa die jährlichen Differenzkosten – gegenübergestellt werden.

10.1 Indikatoren zur Messung von Innovationstätigkeit

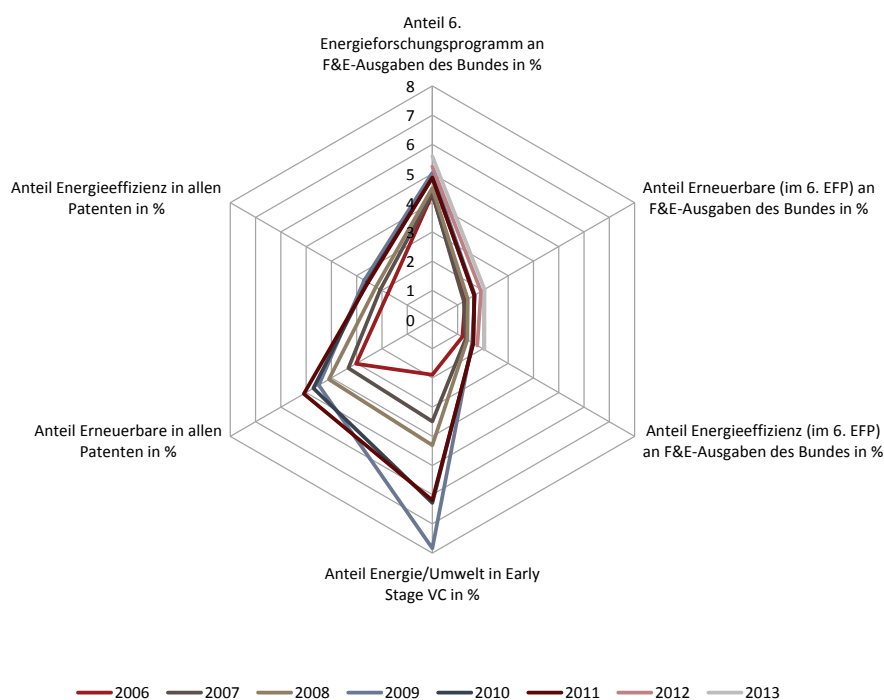
288. Zu den gesamtwirtschaftlichen Chancen der Energiewende gehört auch eine verstärkte Innovationstätigkeit. Dies ergibt sich daraus, dass die Innovati-

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

onstätigkeit in den Bereichen Umwelt und Energie offenbar mit dem bestehenden Leistungs- und Wettbewerbsprofil Deutschlands kompatibel ist und somit auf einem breiten Fundament aufsetzt. Eine Detailanalyse ist an dieser Stelle nicht möglich, die These lässt sich aber dadurch stützen, dass erstens der Anteil des Produzierenden Gewerbes am Bruttoinlandsprodukt deutlich höher ist als im Durchschnitt der OECD-Länder (Weltbank, 2014a) und zweitens deutlich mehr als die Hälfte der Exporte Deutschlands (2013: 1.093 Mrd. Euro) auf die energiewenderelevanten Gütergruppen „Kraftwagen und Kraftwagenteile“ (17 %), „Maschinen“ (15 %), „Datenverarbeitungsgeräte, elektrische und optische Erzeugnisse“ und „elektrische Ausrüstung“ (zusammen 14 %) sowie „chemische Erzeugnisse“ (10 %) entfällt (Destatis, 2014b). Die starke internationale Wettbewerbsposition (weltweit Rang 5) und hohe Innovationskraft spiegelt u.a. der Global Competitiveness Report des World Economic Forums: „Germany weathered the global economic crisis of recent years quite well thanks at least partly to its main competitiveness strengths, which include highly sophisticated businesses (3rd) and an innovation ecosystem that is conducive to high levels of R&D innovation (6th)“ (World Economic Forum, 2014).

289. Die Innovationstätigkeit ist nicht einfach zu operationalisieren. Es existieren verschiedene Arten von Innovationen (z. B. Produkt- und Prozessinnovationen) und die Entwicklung einer Innovation kann in mehreren Stufen von der Invention (Generierung von neuem technischem Wissen) bis zur Diffusion (Marktdurchdringung einer neuen Technologie) verlaufen. Ein einziger Indikator kann diese Vielschichtigkeit der Innovationsaktivitäten nicht vollständig abbilden. Die Expertenkommission hat daher in ihrer letzten Stellungnahme ein Bündel von möglichen geeigneten Indikatoren vorgestellt. Diese umfassen die staatlichen F&E-Ausgaben des Bundes im 6. Energieforschungsprogramm, den Anteil von Private Equity Mitteln, der Energieinnovationen zugeordnet werden kann, und den Anteil der Energieeffizienzpatente sowie den Anteil an Patenten zu erneuerbaren Energietechnologien an allen deutschen Patenten. Ein zentrales Element des Indikatorenbündels ist die Abbildung der zeitlichen Dynamik der Indikatoren, um deren Entwicklung und nicht nur deren absolute Höhe zu betrachten. Diese Überlegungen waren jedoch noch nicht abgeschlossen und müssen es auch in dieser Stellungnahme bleiben. Es bleibt eine Herausforderung, das Gesamtsystem Innovation vollständig zu erfassen.

Abb. 10-1: Beispiel für ein Indikatoren­bündel



Quelle: Eigene Darstellung. Daten der gesamten F&E-Ausgaben des Bundes wurden dem Bundesbericht Forschung und Innovation 2012 und 2014 entnommen (BMBF, 2012, 2014). Die Daten für F&E für Energieeffizienz, erneuerbare Energien und Netz- und Energiesysteme wurden dem Bundesbericht Energieforschung 2013 entnommen (BMW, 2013b, 2014f). Die Angaben für Early Stage VC-Investitionen beziehen sich auf Informationen des BVK e.V. (BVK, 2014). Patentdaten stammen vom Europäischen Patentamt (EPO, 2013). Für Patente und Private Equity Mittel liegen die Daten für 2013 noch nicht vor.

290. Das Indikatoren­bündel ist bisher vor allem auf die frühen Stufen des Innovationsprozesses fokussiert und keinesfalls als umfassendes Indikatoren­system zu verstehen. Als Maßstab für die Relevanz einer Innovation ist etwa ihre Marktdurchdringung zu betrachten, die im Indikatoren­bündel bislang nicht erfasst wird. Im Fortschrittsbericht 2014 wird die Entwicklung der Marktanteile von verschiedenen energieeffizienten Technologien dargestellt. Dieser Aspekt ist wichtig, da die Marktdurchdringung von neuen Technologien positive Auswirkungen auf die Energieeffizienz haben (z. B. der Anteil von Elektrogeräten mit den höchsten Energieeffizienz­klassen). Die präsentierte Auswahl bietet jedoch nur einen bestimmten Ausschnitt von möglichen (Produkt-

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

)Innovationen. Bei Aufnahme dieses Indikators ist es deshalb wichtig, deutlicher herauszustellen, nach welchen Kriterien diese Technologien ausgewählt wurden. Ein mögliches Kriterium zur Identifikation wichtiger Veränderungen kann sich am Ziel der Treibhausgasminderung ausrichten. So könnten besonders Technologien hervorgehoben werden, deren Anwendungsbereich einen hohen Elektrizitäts- oder Energieverbrauch aufweisen. Die aggregierte Wirkung des Einsatzes einer energieeffizienteren Technologie sollte in diesem Fall besonders hoch sein. Dieser Nutzen sollte zusätzlich in Bezug zu den damit verbundenen Kosten aufgeführt werden. Ein weiterer Innovationsindikator wäre das Ausmaß der Kostensenkungen, etwa bei erneuerbaren Energien.

10.2 Aussagen des Fortschrittsberichts

291. Der Fortschrittsbericht 2014 präsentiert die entsprechenden Sachverhalte zu Energieforschung und Innovationen in zwei Kapiteln. Die Expertenkommission begrüßt es ausdrücklich, dass im Fortschrittsbericht der Bundesregierung dem Thema Innovationen ein größerer Stellenwert eingeräumt wird.

292. Die zentralen Aussagen des Fortschrittsberichts 2014 zur Förderung der Energieforschung seien zunächst stichwortartig wiedergegeben:

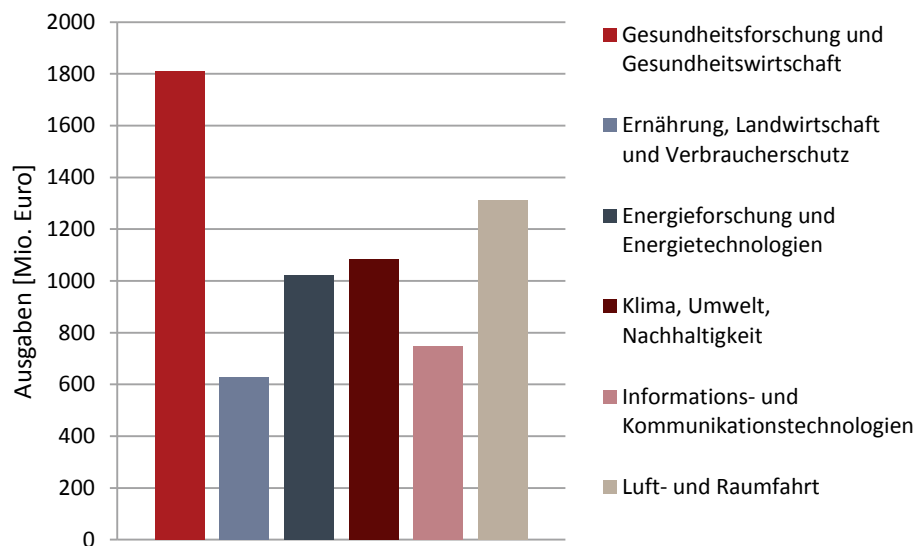
- Im Rahmen des 6. Energieforschungsprogramms stellte die Bundesregierung im Jahr 2013 rund 800 Mio. Euro zur Verfügung. Dies ist ein Anstieg von rund 100 Mio. Euro im Vergleich zum Jahr 2012. Zusätzlich gaben die Bundesländer nahezu 110 Mio. Euro (im Jahr 2012) für die Energieforschung aus.
- Über das 7. Forschungsrahmenprogramm der EU flossen im Zeitraum 2007-2013 insgesamt 280 Mio. Euro Forschungsfördermittel nach Deutschland. Hinzu kommen 55 Mio. Euro aus dem EU-Programm „Intelligente Energie – Europa“.
- Für die kommenden Jahre kündigt der Fortschrittsbericht 2014 neue Forschungsinitiativen der Bundesregierung zu den Themen „Innovative Speicher“ und „Zukunftsfähige Stromnetze“ an.

293. Die Zahlen zur Forschungsförderung erscheinen eindrücklich, vor allem vor dem Hintergrund eines kräftigen Ausgabenwachstums für Energieforschung in den letzten Jahren. Angesichts der politisch bekundeten Rolle, die

Energieforschung und Innovation

von der Energieforschung für das Erreichen der Klimaziele übernommen werden soll und muss, sollten diese Ausgaben in Bezug zu den gesamten Forschungsausgaben in Deutschland und zu den entsprechenden Anstrengungen in anderen Ländern gesetzt werden. In Abb. 10-2 werden die Ausgaben für verschiedene ausgewählte Forschungsbereiche auf Grundlage des Bundesberichts „Forschung und Innovation“ dargestellt (BMBF, 2014). Diese Gegenüberstellung umfasst jedoch explizit keine Bewertung. Die Klärung der Frage, ob im Bereich von Energieforschung und Energietechnologien relativ mehr oder weniger in Forschung und Entwicklung investiert werden soll als in anderen Bereichen, ist detaillierteren Untersuchungen in der Zukunft vorbehalten.

Abb. 10-2: Ausgaben des Bundes für Forschung und Entwicklung nach Förderbereichen in 2012

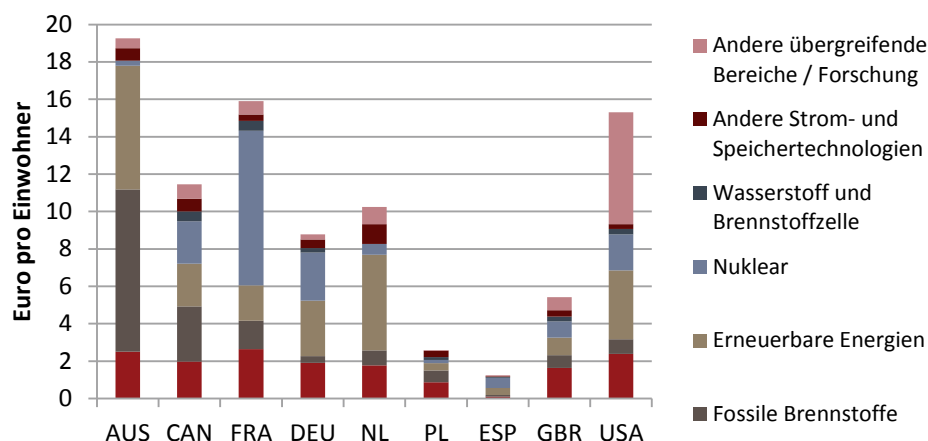


Quelle: BMBF (2014), Eigene Darstellung

294. Bei einem internationalen Vergleich der staatlichen F&E-Förderung pro Einwohner nur für Energietechnologien zeigt sich, dass Deutschland eher im mittleren Bereich bei den Forschungsausgaben liegt (Abb. 10-3).

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

Abb. 10-3: Staatliche F&E-Ausgaben in Euro pro Einwohner in 2012



Quelle: IEA (2014) und Weltbank (2014b), Eigene Darstellung

295. Bei der Frage, ob, in welchem Umfang und in welche Richtung Forschungsausgaben in der Energieforschung ausgeweitet werden sollen, muss der Umfang der externen Effekte im Innovationsprozess berücksichtigt werden. Diese resultieren durch Wissens-Spillover und könnten in verschiedenen Forschungsbereichen und je nach Stufe im Innovationsprozess (Invention, Innovation und Diffusion) unterschiedliche staatliche Unterstützung erfordern. Zudem werden leicht bestehende Verflechtungen mit anderen Bereichen ignoriert (siehe auch Abschnitt 10.4). Es ist also festzuhalten, dass nicht nur die Höhe des Budgets, sondern auch die Effizienz und Effektivität des Mitteleinsatzes wichtig ist. Die staatliche Forschungsförderung kann dabei mehrere Rollen annehmen. Zum einen können staatliche Forschungsausgaben notwendig sein, um „zu geringe“ private Ausgaben zu kompensieren. Wenn Unternehmen F&E betreiben, lösen sie damit in aller Regel über Spillover-Effekte positive Externalitäten aus. Das entsprechende Niveau privatwirtschaftlicher Forschungsaktivitäten fällt unter das gesamtwirtschaftlich optimale Niveau.

296. Die staatliche Forschungsförderung ist ein Instrument, diese Externalität zu korrigieren. Die staatlichen Ausgaben können dabei substitutiv oder komplementär zu privaten Ausgaben wirken. Um das Marktversagen zu beheben, sollten staatliche Ausgaben allerdings private Ausgaben anreizen statt verdrängen. Daher sind der genaue Ansatzpunkt und die Stufe im Innovationsprozess, in der staatliche Ausgaben getätigt werden, wichtig für deren effizienten

Einsatz. Die Grundlagenforschung ist ein Gebiet, auf dem staatliche Unterstützung als notwendig angesehen wird. Es besteht hohe Unsicherheit über den Erfolg eines Forschungsvorhabens, das sehr langfristig die Forschung bis hin zur Markteinführung von möglichen Innovationen umfasst (Popp et al., 2009). Die Rolle der staatlichen Forschungsförderung ist daher vielschichtig und ist in verschiedenen Bereichen unterschiedlich gut eingesetzt. Der Fortschrittsbericht 2014 verzichtet auf eine differenziertere Darstellung und Analyse und benennt lediglich die Gesamthöhe der staatlichen Forschungsausgaben. Die notwendigen Daten zu einer abgestufteren Betrachtung liegen im „Bundesbericht Energieforschung“ bereits vor. Vergleichende empirische Abschätzungen zum Umfang der erwünschten Forschungstätigkeit aus gesamtwirtschaftlicher Sicht fehlen jedoch.

297. Zweifelsohne kann das Hochfahren von Forschungsbudgets nicht abrupt erfolgen, denn F&E braucht nicht nur Finanzmittel, sondern ganz wesentlich auch Köpfe und Exzellenz bei der Umsetzung von Ideen. Doch aus Sicht der Expertenkommission liefert die Bundesregierung in ihrem Fortschrittsbericht mit der Nennung ihrer beiden neuen Forschungsinitiativen keine ambitionierte Perspektive. Im Bereich von Speichern und Stromnetzen liegen wichtige und aktuelle F&E-Themen, doch braucht die auf den Umbau des Energiesystems ausgerichtete Energiewende einen sehr viel breiteren F&E-Ansatz.

298. Über die privatwirtschaftlichen F&E-Ausgaben trifft der Fortschrittsbericht keine quantitativen Aussagen. Wie die Expertenkommission bereits in ihrem letztjährigen Bericht festgestellt hatte, ist dies bedauerlich – insbesondere auch deshalb, weil die Privatwirtschaft deutlich höhere Energie-F&E-Ausgaben tätigt und damit auch größere Wirkungen erzielen kann als es staatliche F&E-Ausgaben vermögen. Im Bundesbericht „Forschung und Innovation“ gibt es hierzu keine detaillierten energiespezifischen Angaben, sondern nur eine Gesamtaufteilung. Der Anteil der privaten F&E-Ausgaben an den Gesamtausgaben liegt bei 69 % und der Anteil der staatlichen Ausgaben bei 31 % (BMBF, 2014). Gerade im Energiebereich ist das staatliche F&E-Budget in weiten Teilen darauf ausgerichtet, privatwirtschaftliche F&E-Ausgaben zugunsten von Klimaschutz und Nachhaltigkeit anzureizen. Die Erfolgskontrolle der öffentlichen F&E-Programme müsste daher in der Lage sein, zumindest approximative Aussagen dazu treffen zu können. Dabei würden natürlich keine privaten F&E-Investitionen erfasst, die ohne die parallele staatliche Förderung

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

getätigt wurden. Die Expertenkommission wiederholt ihre Anregung aus dem letzten Jahr, die privaten F&E-Ausgaben durch Befragungen von Unternehmen zu erheben.

299. Dem Fortschrittsbericht der Bundesregierung zufolge gab es im Jahr 2010 durch deutsche Patentanmelder gut 900 internationale Patentanmeldungen, die den verschiedenen Bereichen der Energiewende zugeordnet werden können, doch sind die Zahlen im Jahr 2011 lt. Fortschrittsbericht 2014 rückläufig. Die reine Zahl der Patentanmeldungen darf sicherlich nicht überinterpretiert werden. Zum einen müssten die absoluten Patentanmeldungen mit der Entwicklung der gesamten Patentzahlen, d. h. mit Patenten aller Technologiefelder, verglichen werden. Zum anderen sagen die Patentzahlen für saubere Energietechnologien etc. noch nichts darüber aus, inwieweit neue grüne Technologien auch wirklich zur Energiewende beitragen und in welcher Position sich Deutschland hier im internationalen Vergleich befindet. Doch empfiehlt die Expertenkommission der Bundesregierung, die offenbar rückläufige Dynamik der absoluten Zahlen bei grünen Patentanmeldungen analysieren zu lassen, um die Ursachen herauszufinden.

300. Der (kausale) Zusammenhang der Entwicklung der Innovationsindikatoren zu den Maßnahmen der Energiewende wird – wie bereits in der letzten Stellungnahme angemerkt – nicht hergestellt. Hierzu ist auch eine Verbesserung der Datengrundlage notwendig. Insbesondere detailliertere Daten auf Firmenebene, z. B. zu F&E-Ausgaben und dem Umfang von Produkt- und Prozessinnovationen mit Auswirkungen auf den Energiebereich, würden entsprechende Analysen ermöglichen. Trotz fehlender Daten wäre es wichtig, wenn im Fortschrittsbericht die Entwicklungen der einzelnen Indikatoren kommentiert und bewertet würden. Dies gilt ebenfalls für das Kapitel zu Innovationen im dritten Teil des Fortschrittsberichts, in dem Programme und Initiativen aufgeführt und beschrieben werden, die (voraussichtlichen) Auswirkungen werden jedoch nicht abgeschätzt.

10.3 Erweiterte Betrachtung der Indikatorik

301. Die Energiewende sollte als ein Treiber von bestimmten Innovationen genutzt werden, nämlich solchen, die dazu beitragen dass die klimafreundliche und sichere Energieversorgung mit geringeren Kosten und Risiken für die

Volkswirtschaft verbunden ist als dies ohne entsprechende Innovationen der Fall wäre. Gelingt dies, sind mit der Energiewende gesamtwirtschaftliche Chancen verbunden.

302. Für die Expertenkommission sind die mit der Energiewende ausgelösten Innovationen unter anderem mit folgenden volkswirtschaftlichen Chancen verbunden, die bisher in dem Indikatorenbündel noch nicht abgebildet werden können:

- Besonders relevant sind Innovationen, wenn sie mit irreversiblen technisch-wirtschaftlichen Impulsen einhergehen. In diesem Fall kann auf die weitere Förderung von „grünen“ Technologien vollends verzichtet werden, weil sie sich von alleine gegenüber den konventionellen Technologien durchsetzen. Die Umwelt- und Energiepolitik hat bisher schon eine Vielzahl solcher Impulse hervorgebracht.
- Zunehmend bedeutsam wird die Systemintegration. Erkennbar reicht die isolierte Betrachtung einzelner Technologien zusehends nicht mehr aus, um die mit der Energiewende verbundenen Innovationsimpulse angemessen zu bewerten. Gerade in Deutschland, wo einzelne „grüne“ Technologien bereits über einen beträchtlichen Marktanteil verfügen, ist im Bereich der Systemintegration ein Schwerpunkt der Innovationstätigkeit entstanden. Damit verbunden ist die Fähigkeit heimischer Unternehmen zum Setzen von international anerkannten Standards.
- Systeminnovationen bieten unter anderem den Vorteil eines besseren Kopierschutzes durch ausländische Wettbewerber – anders als bei klar definierten, standardisierbaren Produkten mit Commodity-Charakter.

303. Um die mit Innovationen verbundenen Chancen zu heben, kommt es entscheidend auf die Umsetzung der F&E-Ergebnisse an, sprich die erstmalige Markteinführung von umweltfreundlichen Neuerungen, Technologien und Verfahren. Wie aus der Innovationsforschung bekannt ist, kann man vorab kaum belastbar einschätzen, ob ein bestimmtes F&E-Ergebnis am Ende in dieser Weise zum Erfolg geführt werden kann oder nicht. Es wird eine große Menge von Ideen, Versuchen und Initiativen in unterschiedliche Richtungen ausprobiert werden müssen – in der Hoffnung, dass aus der Vielfalt von Umsetzungsprojekten einzelne Neuerungen einen grandiosen Erfolg erzielen. Es hat den Anschein, dass die so verstandene Innovativität mit der Energiewende

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

gestiegen ist. Dazu gehört auch das, was in der englischsprachigen Literatur als Entrepreneurship bezeichnet wird – engagierte Unternehmen mit Risikobereitschaft und Durchsetzungswillen.³⁹

304. Nach dem Konzept von Vielfalt und Heterogenität gehen typische Venture Capital-Firmen vor. Sie finanzieren meist ein breites Portfolio von neuen Unternehmen und Markteinführungen in der Hoffnung, dass ein geringer Prozentsatz der Engagements kommerziell sehr erfolgreich ist und Verluste ausgleichen, die oft mit dem Großteil der anderen Engagements verbunden sind. Der Indikator „Neu bereitgestelltes Venture Capital“ würde dazu Hinweise liefern, auch wenn die exakte Abgrenzung zwischen Venture Capital und konventioneller Finanzierung schwierig ist und die Innovativität einer Volkswirtschaft nicht allein mit der Verfügbarkeit von Venture Capital zusammenhängt. Die Bedeutung von Venture Capital Investoren im Kontext der Energiewende ist noch nicht ausreichend beleuchtet worden. Dabei müssen unterschiedliche Bereiche in der Energiewirtschaft differenziert werden: Bei manchen Projekten und Start-ups könnte Venture Capital eine wichtige Rolle spielen. Allerdings gehören Erzeugungs- und Netzprojekten mit großen Finanzierungsvolumina und langen Zeithorizonten vermutlich nicht zur Strategie von Venture Capital Investoren.

305. Das Problem der belastbaren Quantifizierung bezieht sich faktisch auf alle bisher angesprochenen Innovationsindikatoren. In ihrer letzten Stellungnahme hatte die Expertenkommission dies bereits angesprochen, ohne eine in sich schlüssige und handhabbare Lösung zu präsentieren. Es gibt eine ganze Reihe von Gründen, warum die Entwicklung quantitativer Innovationsindikatoren für die deutsche Energiewende eine besondere Herausforderung darstellt:

- Man müsste die Bedeutung einzelner Innovationsaktivitäten für die Umgestaltung der Energiesysteme und den Klimaschutz geeignet erfassen können. Ganz zweifellos hat nicht jedes einzelne Patent und nicht jedes ein-

³⁹ Ohne Frage gibt es leider auch viele so genannter Rent-seeker – Unternehmen, die ihren Erfolg mehr durch die Beeinflussung der öffentlichen Meinung und politischer Entscheidungen als durch überzeugende, an Kundenbedürfnissen orientierte Produkte und Dienstleistungen suchen.

zelne F&E-Projekt die gleiche Wirkung auf Produktivitätsverbesserungen, Schutz vor Klimawandel etc.

- Auch ist die Beschränkung der Innovationen auf Deutschland wegen der internationalen Verflechtung der deutschen Wirtschaft eigentlich irreführend. In den letzten Jahren konnte man beobachten, dass viele internationale Konzerne ihre Energieforschung teilweise nach Deutschland verlegt haben, um die Erfahrungen mit dem Fortschritt der Energiewende zu nutzen, während gleichzeitig deutsche Unternehmen ihre Energieforschung teilweise ins Ausland verlagern, um näher an den vermuteten Zukunftsmärkten zu sein.

10.4 Systemische Erfassung von Innovationen

306. In viele der Innovationen im Kontext der Energiewende fließt technisches Wissen aus anderen, nicht primär den Energietechnologien zuzuordnenden, Bereichen ein. Demnach ist für den technischen Fortschritt der Energietechnologien nicht nur deren direkte finanzielle Unterstützung durch Forschungsgelder von Relevanz. Vielmehr ist die allgemeine Innovationsfähigkeit und -Neigung der gesamten Volkswirtschaft maßgeblich für daran anknüpfende Energieforschung. Diese misst sich auch an den vorliegenden Rahmenbedingungen und der bereits existierenden Industrielandschaft innerhalb einer Volkswirtschaft, z. B. eine entsprechende Infrastruktur und Ausstattung in der Chemieindustrie, im Maschinenbau etc. Die Expertenkommission regt aus diesem Grund an, den Einfluss allgemeiner Innovationen auf Innovationen im Bereich der Energiewende zu diskutieren und zu quantifizieren. Daraus können z. B. Schlussfolgerungen über die Ausgestaltung von F&E-Förderprogrammen gewonnen werden.

307. Die folgenden Ausführungen geben Beispiele für die Komplexität der Wechselbeziehungen zwischen verschiedenen Bereichen, die für den Innovationsprozess von Bedeutung sind. Dies erfolgt anhand von Querverweisen bei Patenten im Kontext der Energiewende auf Patente aus anderen Bereichen und anhand von Fallstudien zu Innovationen, die sich aus verschiedenen Bereichen zusammensetzen. Abb. 10-4 zeigt schematisch die Pfade, über die energiewendeinduzierte Innovationen auf und zwischen unterschiedlichen Wirtschaftsbereichen wirken können.

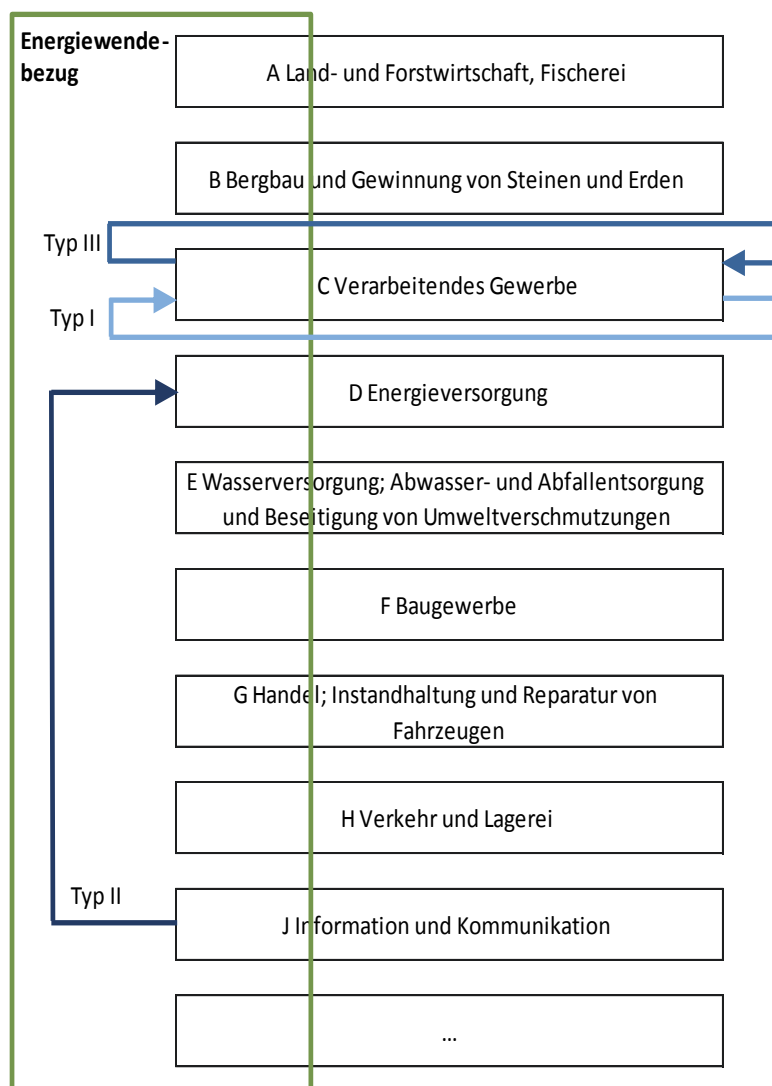
Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

308. Als Typ I-Wirkung wird bezeichnet, wenn eine bereits vorhandene nicht-energieendespezifische Technologie, Dienstleistung o.ä. im Kontext der Energiewende weiter entwickelt und eingesetzt wird. Beispiele hierfür sind etwa die Entwicklung regelbarer Ortsnetztransformatoren oder die Weiterentwicklung von Erdkabeln für den Einsatz auch auf den höchsten Spannungsebenen (220 und 380 kV) im Übertragungsnetz. Bei letztgenannter Entwicklung geht es um den Wissenstransfer von den unteren Spannungsebenen, da Erdkabel für die 110 kV-Ebene im Verteilnetz bereits etabliert sind, ebenso wie um den Know-How-Erwerb. In der folgenden Betrachtung kommt es weniger darauf an, in welchem Wirtschaftssektor eine Innovation stattfindet, als darauf, ob sie im Kontext der Energiewende Anwendung findet (in der Abbildung als grüner Rahmen angedeutet) oder ob sie außerhalb des Energiewendebezugs eingesetzt wird (Rest der Abbildung).

309. Eine Typ II-Wirkung liegt vor, wenn ein Produkt oder Verfahren innerhalb des Energiewendebereichs weiterentwickelt und wieder in diesem Kontext eingesetzt wird. Beispiele hierfür sind im Rahmen der Energiewende entwickelte Prognose- und Steuerungsverfahren, etwa zur Steuerung von Windkraftanlagen in Abhängigkeit von der Wetterprognose oder anderen externen Einflussparametern wie Vogelzug oder Fledermausaktivitäten.

310. Eine Typ III-Wirkung ist dadurch gekennzeichnet, dass eine im Kontext der Energiewende entstandene Innovation außerhalb der Energiewendethematik Anwendung findet, beispielsweise der Einsatz von Antireflexbeschichtungen für Displays, die ursprünglich für Photovoltaikmodule entwickelt wurden. Besonders interessant sind Innovationskaskaden, d. h. mehrstufige Innovationsketten die sich dadurch auszeichnen, dass Weiterentwicklungen im Rahmen der Energiewende Innovationen außerhalb des Energiewendekontexts auslösen, welche ihrerseits zu weiteren Innovationen führen. Da in der Regel weder der Energiewendebezug von Innovationswirkungen noch die mögliche Auslösung weiterer Innovationsstufen offensichtlich ist, sind diese oftmals nur schwer zu identifizieren.

Abb. 10-4: Auswirkungen energiewendeinduzierter Innovation auf Ebene der Wirtschaftssektoren (schematische Darstellung)



Quelle: Eigene Darstellung

Querverweise bei Patenten

311. Patente legen neues technisches Wissen offen und können verschiedenen Energietechnologien zugeordnet werden. Jedoch wird nicht jede Innovation patentiert. Trotz dieses unvollständigen Bildes auf Innovationen erlauben Patente, das aus anderen Quellen eingeflossene technische Wissen zu doku-

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

mentieren und zu analysieren. Diese Quellen sind in den Patentschriften als Zitierungen vermerkt und können andere Patente sein oder nicht patentiertes Wissen. Im Fall von patentiertem Wissen kann über die Technologieklasse des zitierten Patentes auf dessen Technologie- oder auch Branchenzugehörigkeit geschlossen werden.

312. Beispielsweise schützt das Patent No. DE102012219571 eines deutschen Solarunternehmens eine Technologie mit deren Hilfe Logos bzw. Schriftzeichen zwischen verschiedenen Schichten innerhalb von Solarmodulen eingebettet werden können. Dieses Patent zitiert diverse andere Patente, unter anderem eines deutschen Chemieunternehmens für ein Patent aus dem Bereich der Kunststoffglasschichten. Das Patent zitiert des Weiteren zwei Patente. Eines der Patente schützt technisches Wissen zu einer antireflektierenden Oberflächenbehandlung von Glas. Das Zweite schützt ebenfalls ein Verfahren zur Glasoberflächenbehandlung, allerdings in Bezug auf das Aufbringen (besprühen) von Flüssigkeiten, beispielsweise Farbe für Schriften und Logos. Das Beispielpatent dieses Solarherstellers basiert demnach auf technologischem Wissen der Glas- und Keramik- sowie der Chemiebranche.

313. Ein weiteres Beispielpatent aus dem Bereich Windenergie ist das Patent No. EP2738383. Es schützt eine Technologie in Bezug auf das Beheizen der Rotorblätter von Windturbinen. Das Patent zitiert ein Patent eines Luftfahrtunternehmens zur Beheizung von Tragflügeln sowie ein Patent zur Enteisung und Vereisungsprävention auf der Oberfläche von Luftfahrzeugen. Auch dieses Beispiel zeigt eindrucksvoll, dass technisches Wissen aus anderen Wirtschaftszweigen bzw. Technologiefeldern von zentraler Wichtigkeit für Innovationen im Bereich erneuerbarer Energien sind.

314. Natürlich erheben diese Beispiele weder den Anspruch auf Vollständigkeit noch auf Repräsentativität. Dennoch zeigen sie auf, inwieweit Patentdaten genutzt werden können, um technisches Wissen aus anderen Technologiefeldern, das in Energietechnologien einfließt, quantifizieren zu können. Darüber hinaus zeigen diese Beispiele nicht nur den Fluss technischen Wissens zwischen verschiedenen Technologiebereichen sondern vielmehr auch den Wissensfluss zwischen Unternehmen bzw. Innovatoren verschiedener Branchen. Insbesondere kann der Wissenszufluss der nicht den typischen Energie-

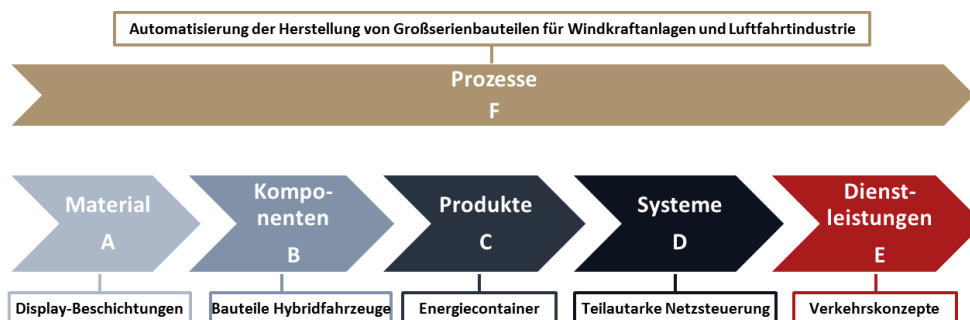
technologiebranchen (etwa Photovoltaik oder Windkraft) entstammt, dargestellt und gemessen werden.

315. Die Expertenkommission regt daher eine systematische Analyse der Wissensflüsse zwischen den verschiedenen Technologiebereichen an. Eines der Ziele dieser Analyse kann sein, aus den Wissensverflechtungen Handlungsempfehlungen für die allgemeine F&E-Förderpolitik abzuleiten. Ein Beispiel wäre eine Steigerung der Forschungsförderung in Bereichen, die maßgeblich „Vorarbeiten“ für die industrielle (private) Energieforschung leisten, sofern solche Verflechtungen tatsächlich identifiziert werden können. Die F&E-Politik des Bundes im Bereich der Energieforschung sollte daher nicht isoliert von der allgemeinen F&E-Politik betrachtet werden.

Fallstudien Innovationswirkungen

316. Im Folgenden werden ergänzend anhand von Fallstudien die bereits erläuterten genannten Wirkungstypen (Abb. 10-5) exemplarisch aufgezeigt. Dabei ist für die Identifikation, Analyse und Einordnung von Innovationswirkungen neben der Kategorisierung nach Wirtschaftssektoren auch eine wertschöpfungsbezogene Betrachtung der Innovation aufschlussreich. Anhand der nachfolgenden schematischen Darstellung lassen sich Innovationen einzelnen Wertschöpfungsstufen zuordnen. Hierzu sind diese mit den Buchstaben A bis F gekennzeichnet sowie jeweils mit einem Beispiel aus dem obigen Text bzw. den unten geschilderten Fallstudien ergänzt.

Abb. 10-5: Schematische Wertschöpfungskette



Quelle: Eigene Darstellung

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

317. Die nachfolgend skizzierten Fallstudien illustrieren bereits beobachtbare Innovationswirkungen mit Energiewendebezug und ordnen diese gemäß den oben skizzierten Schemata ein.

Case Study 1: Smart Grid – Teilautarke Netzsteuerung statt Netzausbau
(Innovationstyp: I/D)

Durch die steigende Anzahl dezentraler und fluktuierender Stromeinspeisungen, z. B. durch Photovoltaik-Anlagen, sehen sich Netzbetreiber beim Betrieb von lokalen Verteilnetzen mit wachsenden Herausforderungen konfrontiert: Die zunehmende Volatilität der Stromerzeugung im Verteilnetz erzeugt zunehmend Überlastungszustände, Spannungserhöhungen sowie Lastflussumkehrungen. Infolgedessen wird nach Möglichkeiten gesucht, die eine effiziente Bewältigung dieser Herausforderungen in den Verteilnetzen ermöglichen. Als innovative Lösung können in Ortsnetzstationen Steuereinheiten installiert werden, die mit Sensoren und Regelungseinheiten kommunizieren, die an neuralgischen Punkten im öffentlichen Netz verteilt sind. Ein derartiges System ermöglicht ein umfassendes, vollautomatisches und effektives Netzmonitoring und erlaubt in kritischen Situationen, den Lastfluss autark zu beeinflussen. Es erfüllt somit die technischen Anforderungen an ein Smart Grid, vermeidet jedoch mögliche Konflikte mit dem Datenschutz, da das System unabhängig von Smart Metern agiert und somit kein Zugriff auf kundenspezifische Daten erforderlich ist. Ein weiterer Vorteil ist die Integration der intelligenten Ortsnetzstation in das bestehende Netzsystem, wodurch der kostenintensive Ausbaubedarf des Verteilnetzes verringert werden kann. Die beschriebene Entwicklung wurde von den Erfordernissen der Energiewende angestoßen. Im Sinne der obigen Schemata handelt es sich um eine Innovationswirkung vom Typ I/D.

Case Study 2: Dynamisierung chemischer Prozesstechnik (Innovationstypen: III/F)

Im Rahmen der Energiewende ergaben sich neue Anforderungen an die Gasprozesstechnik. Sowohl für Biogasanlagen als auch im Rahmen des sog. „Power-to-Gas“-Verfahrens, mit dessen Hilfe Strom aus erneuerbaren Quellen in Form von Methan gespeichert werden kann, mussten Gasanalysetechniken weiterentwickelt werden. Um den dynamischen Anlagenbetrieb zu steuern und die Qualität der Edukte und Produkte zu kontrollieren, waren schnellere und preiswertere Analyseverfahren erforderlich, als für die statische Fahrweise großer Anlagen. Die resultierenden preiswerteren und schnelleren Analyseverfahren werden mittlerweile auch bei der Gasmischungsherstellung in konventionellen chemischen Anlagen (bspw. der petrochemischen Industrie) genutzt und sind somit dem Innovationstyp III/F zuzurechnen.

Case Study 3: Smart Grid – Innovationskaskade: Vom Hybridfahrzeug zum Energiecontainer (Innovationstypen: I/B und II+III/C)

Getrieben von der Anforderung, den Verbrauch fossiler Kraftstoffe zu senken und so den Ausstoß von Treibhausgasen zu verringern, wurde von Kraftfahrzeugherstellern die Entwicklung von Hybridantrieben vorangetrieben. Hierfür entwickelten insbesondere Zulieferunternehmen zunächst die erforderlichen Komponenten, beispielsweise die Gleichrichtertechnik inkl. Steuerung. Diese Entwicklung umfasste neben der für den Einsatz in Kraftfahrzeugen erforderlichen Miniaturisierung bestehender Technik auch deren Kostenoptimierung. Dabei handelte es sich um Innovationen vom Typ I/B. Nach der Einführung der neuen Technik im Kraftfahrzeugmarkt begannen Automobilzulieferer nach zusätzlichen Einsatzmöglichkeiten für die nun zur Verfügung stehenden, vergleichsweise preiswerten Komponenten zu suchen. So wurde beispielsweise ein sog. Energiecontainer, der Solarmodule, Kleinwindkraftanlage, optionale Dieselgeneratoren, Akkumulatoren und eine Steuerungseinheit zu einem mobilen Kombikraftwerk in einem Container integriert, entwickelt. Der Energiecontainer kann im Inselbetrieb oder im netzparallelen Betrieb betrieben werden und eignet sich sowohl für den Einsatz in strukturschwachen Regionen und Entwicklungsländern als auch in der Landwirtschaft oder für die Katastrophenhilfe, als Ladestation für Elektrofahrzeuge oder als Netzstabilisator. Der Energiecontainer kombiniert verschiedene Produkte aus dem Energiewendekontext für den Einsatz mit und ohne Energiewendebezug und verkörpert somit eine Innovation vom Typ II+III/C

Case Study 4: Innovative Verkehrskonzepte (Innovationstyp: II/E)

Im Bereich des motorisierten Individualverkehrs führen insbesondere steigende Kraftstoffpreise und die Parkraumsituation in Innenstädten zu Innovationen im Dienstleistungssektor, wie die dynamische Entwicklung und Verbreitung von Carsharing-Angeboten zeigt. Hier werden Fahrzeugnutzung und Fahrzeugbesitz gezielt entkoppelt und durch die Verfügbarkeit bzw. spezifische Entwicklung entsprechender IKT-Anwendungen, die Bindung an feste Stellplätze aufgelöst. Dies erlaubt angemeldeten Nutzern, spontan ein sich in der Nähe befindliches Fahrzeug auszuleihen und es irgendwo im Geschäftsgebiet wieder abzustellen.

Werden für dieses System Elektrofahrzeuge und Strom aus regenerativen Quellen eingesetzt, so ergibt sich der unmittelbare Bezug zur Energiewende.

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

Case Study 3: Automatisierung der Herstellung von Großserienbauteilen für Windkraftanlagen und Luftfahrtindustrie (Innovationstyp: III/F)

In den Anfangsjahren der Windenergiebranche erfolgte die Herstellung von Rotorblättern für Windkraftanlagen aus Glasfaserverstärktem Kunststoff (GFK) weitgehend in Handarbeit. Aufgrund des starken Anlagenzubaus in den vergangenen zwei Jahrzehnten und der daraus resultierenden Nachfrage nach entsprechenden Bauteilen entstand im Bereich der Rotorblattfertigung ein hoher Automatisierungsdruck. Dieser wurde verstärkt durch Qualitätsprobleme im Zusammenhang mit hohen Fehleranfälligkeiten in der manuellen Fertigung (80 % der Fehler an Rotorblättern sind auf Fertigungsmängel zurück zu führen). In der Folge wurde die Rotorblattfertigung teilweise automatisiert. In Forschungsprojekten wurden beispielsweise Verfahren zur Preform-Herstellung durch ebene Ablage für räumliche Bauteile als Basis einer automatisierten Prozesskette zur Rotorblattfertigung entwickelt, und über weitere Anstrengungen der Automatisierungsgrad bei der Rotorblattherstellung deutlich erhöht.

Durch Forschungsk Kooperationen finden die Ergebnisse auch Verwendung in verwandten Produktionsprozessen, zum Beispiel in der Luftfahrtindustrie, da auch Flugzeugrümpfe auf Basis kohlefaserverstärkter Kunststoffe (CFK-Technik) gefertigt werden. Somit führt die Weiterentwicklung der Prozessautomatisierung im Bereich der Rotorblattfertigung zu einer kostensenkenden Innovation im Bereich des Flugzeugbaus – die energiewendeinduzierte Weiterentwicklung wirkt sich außerhalb des Energiewendekontexts aus. Es liegt also eine Innovationswirkung des Typs III/F im Sinne der obigen Schemata vor.

10.5 Beschreibung von Kostensenkungen mithilfe von Lernkurven

318. Überschlagsmäßige, quantitative Aussagen über die Kostensenkungen von Energiewende-Innovationen können mithilfe des Erfahrungskurvenansatzes getroffen werden. Es handelt sich um die mit der Diffusion von neuen Technologien verbundenem Prozess oftmals sinkenden Kosten als Folge von technologischem Lernen (Learning-by-Doing), Skaleneffekten und fortschreitender technischer Weiterentwicklung. Dieser Ansatz wurde bereits vielfach bei neuen Energietechnologien angewandt. Bei der Schätzung von Lernkurven wird die Entwicklung der Stückkosten der jeweiligen Technologie in Zusammenhang mit deren kumulierter Produktion gebracht („Ein-Faktoren-Modell“). Die kumulierte Produktion dient hierbei als Proxy für die erlangte „Erfahrung“. Zusätzlich können weitere Faktoren in die Analyse mit einbezogen werden („Mehr-Faktoren-Modell“). Hierbei werden vor allem F&E-Ausgaben integriert, die neben den Lerneffekten einen Einfluss auf die Stückkosten haben können.

Zusätzlich sollte auch der allgemeine technische Fortschritt berücksichtigt werden (exogenes Lernen). Weitere Einflussfaktoren auf die Stückkosten können aber auch aus veränderten Marktbedingungen (Inputpreise im Produktionsprozess) oder der Dimension des Lernsystems (global oder national) bestehen.

319. Im Folgenden wird vereinfacht von einem Ein-Faktor-Lernkurven Modell ausgegangen. Dabei muss die kumulierte Kapazität als Surrogat für verschiedene Einflussfaktoren dienen (Learning by doing, Skaleneffekten, F&E-Aktivitäten, Spillover aus anderen Bereichen etc.): $k_t = k_0 \text{ Kapazität}_t^a$. Hier stehen k_t für die Kosten der im Jahr t installierten Anlagen und Kapazität_t für die bis zum Jahr t kumulativ errichtete Kapazität dieser Technologie. $a < 0$ beziffert die prozentuale Kostenreduktion im Fall eines ein-prozentigen Anstiegs der kumulierten Kapazität (Learning-by-Doing Elastizität) und ist ein technologiespezifischer Parameter. Aus diesem Parameter errechnet sich die Kostenreduktion, die bei einer Verdopplung der kumulativ errichteten Kapazität zu erwarten wäre, gemäß $1-2^a$ (Fortschrittsrate). Beispielsweise würden die Kosten bei $a = -20\%$ und einer Verdopplung der kumulierten Kapazität um rund 13 % sinken.

320. Für die neuen erneuerbaren Technologien nennt die wissenschaftliche Literatur große Bandbreiten für die Fortschrittsraten (vgl. als Überblick (Junginger et al., 2010) sowie die öffentlich verfügbare Datenbank des Green-X-Projekts des European Renewable Energy Council (EREC, 2014). Vorsichtige Mittelwertschätzungen liegen bei

- Wind onshore 15 % bis 2004, danach 2 %⁴⁰
- Photovoltaik 20 % bis 2006, danach 14,3 %⁴¹

⁴⁰ Diese Zahlen sind äquivalent mit 2.250 Euro/kW Investitionsausgaben im Jahr 2020. De facto sind die spezifischen Investitionsausgaben seit 2005 nicht mehr gefallen, was allerdings auf die gestiegenen Rohstoffkosten (vor allem Stahlpreise) zurückgeführt werden muss. Durch ein besseres Anlagendesign und höhere Türme steigt die Jahreserzeugung. Demnach sinken die Kosten für Windkraft immer noch.

⁴¹ Mit den Zahlenangaben von GWS / EWI / Prognos (2014, S. 117ff.) errechnen sich diese Lernraten. Seit 2010 ist ein nochmaliger Rückgang der Fortschrittsraten auf derzeit 7,7 % festzustellen.

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

- Elektrizität aus Biogas 2,5 % bis 2010, danach 5 %

321. Für die entsprechende Quantifizierung des EEG-Effekts auf die globale Kostenentwicklung sei zunächst das Beispiel der Photovoltaik herangezogen. Wir greifen dazu auf das prinzipielle Vorgehen und die Zahlenangaben von GWS / EWI / Prognos (2014, S. 117ff.) zurück, allerdings mit einer wesentlichen Modifikation: Da die mit dem EEG ausgelösten Investitions- und Kosteneffekte in der Öffentlichkeit mit der Energiewende in Verbindung gebracht werden, sollte das Monitoring der Energiewende entsprechend vorgehen.

322. Ohne die in Deutschland getätigten PV-Investitionen und die damit ausgelösten Lerneffekte wären die durchschnittlichen globalen Investitionskosten heute noch nicht auf unter 2.000 Euro/kW installierte Leistung gefallen. Sofern unterstellt wird, dass die im Rest der Welt installierte PV-Kapazität ihren heutigen Wert von rund 70 GW (2012) erreicht hätte, selbst wenn in Deutschland kein PV-Zubau stattgefunden hätte, lägen die spezifischen PV-Investitionskosten um rund 30 % über den aktuellen Werten. Ohne den vom EEG ausgelösten Lerneffekt hätten die im Jahre 2012 im Ausland getätigten PV-Investitionen ein Finanzvolumen von 40 Mrd. Euro zusätzlich erfordert. Dieser Lerneffekt übersteigt die von den deutschen Elektrizitätsverbrauchern im Jahr 2012 finanzierten EEG-Vergütungszahlungen um mehr als das 5-Fache. Die Expertenkommission hält diesen Lerneffekt für einen geeigneten Indikator, der die innovationsbezogenen Vorteile des PV-Ausbaus charakterisiert.

323. Bei Vorliegen entsprechender Daten zu den Investitionsvolumina im In- und Ausland sowie den technologiespezifischen Fortschrittsraten kann man ähnliche Berechnungen auch für andere geförderte Energiewende-Aktivitäten vornehmen. So gelangt die Expertenkommission beispielsweise mit analogen Berechnungen für die Onshore-Windkraft zum Ergebnis, dass die Welt im Jahr 2012 in Höhe von rund 5 Mrd. Euro von den EEG-induzierten Windkraft-Innovationen bzw. dem damit seit dem Jahr 2000 verbundenen Lernkurveneffekt profitiert. Bei Biogas ist das Ergebnis negativ: Der globale Lernkurvenvorteil liegt mit gut 1 Mrd. Euro im Jahr 2012 unter den aktuellen EEG-Differenzzahlungen für Biogasanlagen. Bei Biogas gibt es also bislang keinen erkennbaren global wirksamen Innovationsvorteil.

324. Bei den vorhergehenden Überlegungen sollte natürlich beachtet werden, dass die Vorteile der Lerneffekte nicht unmittelbar der deutschen Wirt-

schaft oder den binnenländischen Verbrauchern zugutekommen. Nichtsdestotrotz wäre eine genauere Abschätzung dieser Wirkungen wichtig, etwa für eine bessere Einschätzung des deutschen Beitrags zu den internationalen Anstrengungen zum Klimaschutz. Dieser besteht eben nicht nur in einer Minderung der nationalen Treibhausgasemissionen, sondern insbesondere in den erzielten Kostenreduktionen bei erneuerbaren Technologien. In Zukunft ist es möglich, dass diese Rolle auch von anderen Nationen übernommen wird, so dass Deutschland von diesen Bemühungen profitieren könnte.

325. Wegen der globalen Vernetzung entstehen auch für Deutschland Vorteile. Das Erreichen der Klimaschutzziele wird preiswerter, die verfügbare Kaufkraft in Ausland und damit die Chancen der deutschen Exportwirtschaft steigen. Im Übrigen tragen die mit erneuerbaren Investitionen im Ausland verbundenen Lerneffekte dazu bei, dass auch hierzulande die spezifischen Investitionskosten sinken. Im Übrigen könnte die Bundesregierung in aller Bescheidenheit darauf hinweisen, dass sie bzw. die inländischen Letztverbraucher über das EEG einen Entwicklungsbeitrag in beträchtlicher Höhe leisten.

11 Energiepreise und Energiekosten

Das Wichtigste in Kürze

Die Expertenkommission ist nach wie vor davon überzeugt, dass die aggregierten Letztverbraucherausgaben für Energie einen guten Indikator für die allgemeine Bezahlbarkeit darstellen. Dies ermöglicht zudem die einzelnen Komponenten der Ausgaben und deren Veränderung über die Zeit zu betrachten. Bedingt durch den Anstieg der Netzentgelte und der EEG-Kosten sind die Letztverbraucherausgaben deutlich gestiegen, eine Entwicklung, die durch sinkende Großhandelsstrompreise nicht vollständig kompensiert wurde. Der von der Expertenkommission vorgeschlagene Indikator der aggregierten Letztverbraucherausgaben für Strom steigt in Folge dessen von 2,5 % im Vorjahr auf 2,6 % des Bruttoinlandsprodukts.

Neben der generellen Bezahlbarkeit sind auch Unterschiede in den jeweiligen Energiepreisen zu beachten. Zu den Ursachen gehören Ausnahmeregelungen im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregelung des EEG. Außerdem ist der Merit-Order-Effekt mit einem Entlastungseffekt verbunden. Durch die Integration Deutschlands in den europäischen Strombinnenmarkt gibt es den Merit-Order-Effekt vermutlich auch in anderen europäischen Ländern. Die Expertenkommission hatte in ihren letzten Stellungnahmen bereits angeregt, dass Unternehmen sich zumindest in Höhe des Merit-Order-Effekts an den Kosten der erneuerbaren Energien beteiligen sollten. Bei einem Spillover des Merit-Order-Effekts auf andere europäische Märkte wäre der Beitrag der entlasteten Unternehmen um die Höhe des Merit-Order-Effekts im Ausland zu reduzieren.

Ein bloßer Vergleich der Energiepreise greift zu kurz. Es müssen auch die tatsächlichen Energiekosten der Unternehmen berücksichtigt werden. Diese werden im Fortschrittsbericht 2014 anhand des Anteils der Energiekosten an der sektoralen Bruttowertschöpfung dargestellt. Die Expertenkommission empfiehlt, auf diesem Ansatz aufzubauen und den Indikator „Energiestückkosten“ zusätzlich international zu vergleichen. Dabei erweisen sich die Energiekosten im Verarbeitenden Gewerbe Deutschlands insgesamt immer noch moderat im Vergleich zu anderen Ländern. Dies gilt jedoch nicht für alle Sektoren, so dass eine detailliertere Betrachtungsweise empfehlenswert ist. Für Aussa-

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

gen über die Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen müssen neben den Energiekosten weitere Faktoren berücksichtigt werden.

11.1 Elektrizitätswirtschaftliche Gesamtrechnung

326. Die Expertenkommission legt erneut eine Übersicht der aggregierten Elektrizitätsausgaben (Letztverbraucherausgaben) vor, weil sich daran die Frage der Bezahlbarkeit der Elektrizität aus gesamtwirtschaftlicher Sicht beurteilen lässt. Für die übrigen Bereiche wird auf die letzte Stellungnahme der Expertenkommission zum Monitoring-Bericht der Bundesregierung verwiesen.

327. In den folgenden Ausführungen werden die einzelnen Komponenten der Letztverbraucherausgaben für Elektrizität deutlich, die für die eingetretenen Veränderungen verantwortlich sind. Bei den in Tab. 11-1 zitierten Angaben handelt es sich teilweise um vorläufige Werte. Ausgangspunkt für den aktuellen Bericht sind die vom Statistischen Bundesamt jährlich ermittelten Gesamterlöse aus dem Absatz an Elektrizität an Letztverbraucher. Diese Erlöse beinhalten neben den Arbeits- sowie Leistungs- und Verrechnungsentgelten auch Netznutzungsentgelte sowie Steuern und Abgaben (Stromsteuern, Konzessionsabgaben, EEG-Umlage etc.), aber nicht die Umsatzsteuer⁴². Ebenfalls nicht enthalten sind die Ausgaben für die Eigenerzeugung von Elektrizität in Industrie- und Blockheizkraftwerken. Die Erlöse aus dem Stromverkauf berücksichtigen auch die Entlastungen nach § 9a StromStG, die im nachträglichen Entlastungsverfahren gewährt werden. Damit ändern sich die Zahlen zu den Netto-Erlösen aus dem Stromverkauf im Vergleich zum letzten Monitoring-Bericht um bis zu 0,7 Mrd. Euro.

328. Auch im Berichtsjahr folgen aus den aggregierten Daten des Statistischen Bundesamtes geringere Letztverbraucherausgaben als das Ergebnis des Elektrizitätsverbrauchs (Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen) multipliziert mit

⁴² Die Angaben des Statistischen Bundesamtes zu den Erlösen des Stromabsatzes beinhalten Stromsteuervergünstigungen, die im nachträglichen Entlastungsverfahren gewährt und zunächst vom Stromlieferanten erhoben werden (§ 10 und ab dem Jahr 2011 § 9 StromStG). Die Gesamthöhe der jährlichen Entlastung durch den Spitzenausgleich ist in den Subventionsberichten der Bundesregierung (BMF, 2013) dokumentiert und wurde von den Erlösangaben des Statistischen Bundesamtes abgezogen.

Energiepreise und Energiekosten

den Großhandelspreisen (EEX), den Netzentgelten (Bundesnetzagentur) sowie den Abgaben, Umlagen und Stromsteuern. Entsprechend werden die gesamten Letztverbraucherausgaben für Elektrizität in Tab. 11-1 und den folgenden Abbildungen unterschätzt, und zwar selbst unter Berücksichtigung der Tatsache, dass die Kosten der selbst erzeugten Elektrizität hier nicht erfasst sind.

Tab. 11-1: Struktur der Letztverbraucherausgaben für Elektrizität

	2010	2011	2012	2013
	[Mrd. Euro]			
Gesamtausgaben [1]	60,9	63,6	64,3	70,4
Staatlich induzierte Elemente	17,2	23,0	23,3	30,0
Davon				
Stromsteuern [2]	6,4	7,2	7,0	7,0
Konzessionsabgaben [3]	2,1	2,2	2,1	2,1
EEG-Umlage (Differenzkosten) [4]	8,3	13,4	14,0	19,8
KWK-G [5]	0,4	0,2	0,3	0,4
Offshore Umlage (§ 17F ENWG) [6]	-	-	-	0,8
Staatlich regulierte Elemente	16,9	17,6	19,0	21,2
Davon				
Netzentgelte Übertragungsnetz [7]	2,2	2,2	2,6	3,0
Netzentgelte Verteilnetz [8]	14,7	15,4	16,4	18,2
Marktgetriebene Elemente	26,8	23,1	22,0	19,2
Davon				
Marktwert EEG-Strom [9]	3,5	4,4	4,8	4,2
Erzeugung und Vertrieb [10]	23,3	18,6	17,2	15,0

[1] Erlöse aus dem Stromabsatz gemäß Destatis (2014c) abzüglich Steuervergünstigungen aus nachträglichen Entlastungsverfahren gemäß BMF (2013)

[2] (Destatis, 2014d)

[3] Schätzung auf Basis Destatis (2012a) und Destatis (2012b)

[4] ÜNB Jahresabrechnungen EEG (ÜNB, 2014c)

[5] ÜNB Jahresabrechnungen KWK-G (ÜNB, 2014d)

[6] ÜNB Jahresabrechnungen Offshore Umlage (§ 17F ENWG), (ÜNB, 2014e)

[7] Persönliche Mitteilung BNetzA 2012, 2013, 2014 und eigene Berechnung und Annahmen

[8] Persönliche Mitteilung BNetzA 2012, 2013, 2014 und eigene Berechnung und Annahmen

[9] BMWi (2014g)

[10] Residuum

329. Es gibt einige Ausgabenpositionen, die sich zwischen 2010 und 2013 besonders deutlich geändert haben. Haupttreiber sind die staatlich induzierten und regulierten Ebenen, darunter die EEG-Umlagezahlung mit ca. 11 Mrd. Euro und die Netzentgelte mit ca. 4,2 Mrd. Euro. Die Steigerungen im Bereich der Netzentgelte sind enorm, insbesondere für den Bereich der Ver-

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

teilnetze. Für 2014 sind weitere Steigerungen bereits angekündigt⁴³. Der Erfahrungsbericht zur Anreizregulierung (BNetzA, 2014d) liefert Hinweise für die Ursachen.

330. Der wettbewerbliche Strommarkt hat aber auch zu einer starken Entlastung in Höhe von 8,5 Mrd. Euro bei der Position „Erzeugung und Vertrieb“ beigetragen. Zu den Ursachen gehören die tieferen Preise für Brennstoffe und CO₂-Emissionsrechte. Auch sind die langfristigen Kosten der Stromerzeugung heute gesamtwirtschaftlich betrachtet nicht mehr gedeckt. In den kommenden Jahren werden die Ausgaben für Erzeugung und Vertrieb daher wohl wieder ansteigen müssen.

331. Der Anstieg insbesondere der Netzentgelte und der EEG-Kosten wurde durch sinkende Großhandelsstrompreise nicht vollständig kompensiert. Der von der Expertenkommission vorgeschlagene Indikator der aggregierten Letztverbraucher Ausgaben für Elektrizität steigt in Folge dessen von 2,5 % im Vorjahr auf 2,6 % des Bruttoinlandsprodukts.

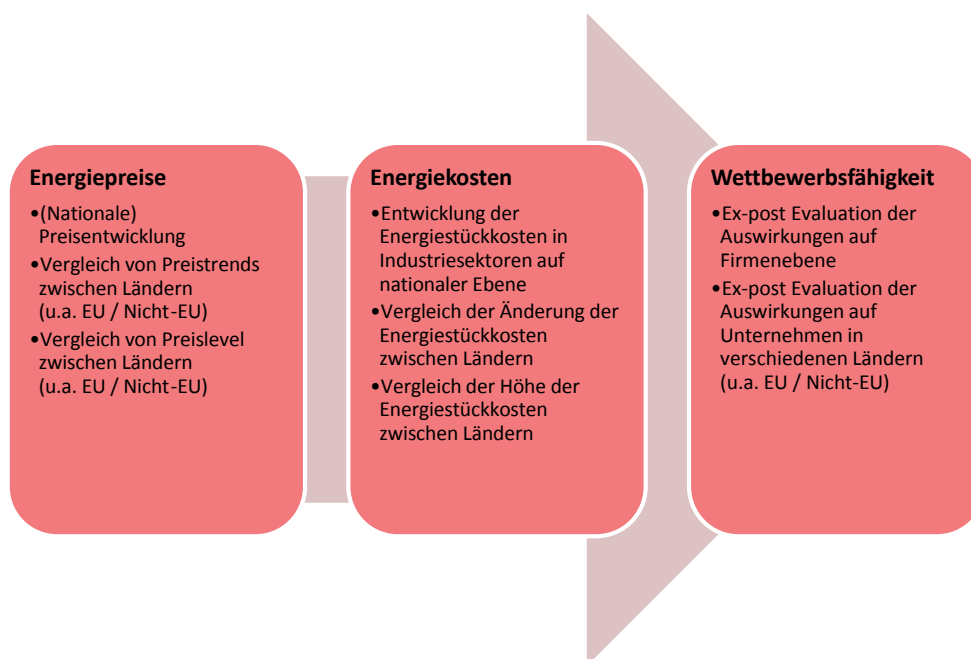
332. Neben der generellen Bezahlbarkeit ist jedoch auch die Diskussion über Verteilungswirkungen von Preisveränderungen wichtig – nicht zuletzt für die Akzeptanz der Energiewende. Zudem können Veränderungen von Energiepreisen und Energiekosten Auswirkungen auf die Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen, die im internationalen Wettbewerb stehen, haben. Hierzu führt der Fortschrittsbericht 2014 die bestehenden Ausnahmeregelungen (Energie- und Stromsteuerbegünstigung, EEG und KWKG etc.) an. Um den Einfluss von institutionellen Änderungen (inkl. den indirekten Auswirkungen, wie z. B. Merit-Order Effekte) auf die (internationale) Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen darzustellen, ist jedoch eine breitere Betrachtungsweise angeraten. Dazu wird im Folgenden ergänzend zu der Darstellung von Energiepreisen und Energiekosten im Fortschrittsbericht 2014 diskutiert, mit welchen Daten und Methoden Aussagen über Energiepreise, Energiekosten und die Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen getroffen werden können und zu welchen Einsichten dieser ganzheitlichere Betrachtung führt.

⁴³ Siehe z. B. Handelsblatt (2014).

333. Energiekosten sind nur ein Teil der gesamten Produktionskosten von Unternehmen. Sie hatten zum Beispiel im Verarbeitenden Gewerbe im Jahr 2012 einen Anteil von rund 2 % am Bruttoproduktionswert (BMWi, 2014a, Abschnitt I.8.2.2). Für Rückschlüsse auf die Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen müssen daher weitere (Kosten-)Unterschiede berücksichtigt werden. Dazu gehören Unterschiede im jeweiligen Regulierungsrahmen und klassische Standortfaktoren, wie z. B. das jeweilige (Unternehmens-)Steuersystem, das Lohnniveau und die Qualität des Personals auf dem jeweiligen Arbeitsmarkt. Zudem ist die Wettbewerbsintensität, vor allem die Einfachheit des Marktzutritts, entscheidend. Denn steigende Energiekosten haben nur einen geringen Einfluss auf die (industrielle) Wettbewerbsfähigkeit, wenn diese Steigerungen dauerhaft auf die Konsumenten überwältzt werden können. Dies festzustellen und damit die Auswirkungen von Kostensteigerungen bewerten zu können, ist mit einer alleinigen Beschreibung und dem Vergleich von Energiekosten nur schwer zu leisten. Analysen zu Auswirkungen von Energiekosten auf die Wettbewerbsfähigkeit müssen daher auch Entwicklungen der Einsatzmenge und Preise anderer Inputfaktoren (z. B. für den Faktor Arbeit in Form von Lohnstückkosten) sowie deren Einfluss und Wechselwirkung mit Energiekosten berücksichtigen. Bei anderen Kostenfaktoren hingegen sind regionale Unterschiede weniger bedeutsam, da sich z. B. die zugrundeliegenden Preise auf dem Weltmarkt bilden, wie etwa bei bestimmten Rohstoffen. Deshalb sind zusätzlich zu einem rein faktenbasierten Monitoring tiefergehende Analysen (Studien) erforderlich. Im Folgenden wird die Analyse von den Energiepreisen zu Energiekosten und schließlich zur Wettbewerbsfähigkeit diskutiert (Abb. 11-1).

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

Abb. 11-1: Energiepreise, Energiekosten und Wettbewerbsfähigkeit



Quelle: Eigene Darstellung

334. Regionale Unterschiede bei Inputpreisen (wie z. B. Strom- oder Erdgaspreise) *können* eine Erklärung für Unterschiede in der Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen sein. Im Fortschrittsbericht werden daher auch die Entwicklung des Preisniveaus und Preisänderungen national wie auch im Vergleich zu anderen Ländern dargestellt. Ein Vergleich der Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen auf Basis der unterschiedlichen Energiepreise greift aber zu kurz: Bei einem alleinigen Vergleich von Preisen werden Anpassungen der Inputmenge sowie Substitutionsprozesse im Zuge von Preisänderungen ignoriert. Daher sollte zusätzlich auch die Entwicklung der tatsächlich eingesetzten Energiemengen berücksichtigt werden, d. h. es sollten die Energiekosten betrachtet werden. Während im Fortschrittsbericht die Energiekosten im Verhältnis zum Bruttoproduktionswert und zur Bruttowertschöpfung für einzelne Wirtschaftszweige bereits angegeben werden, sollten diese im Zeitablauf dargestellt werden und um einen Ländervergleich erweitert werden - analog zu den im Fortschrittsbericht bereits existierenden Vergleichen von Endverbraucherpreisen. Für Unternehmen im (internationalen) Wettbewerb sind nämlich nicht nur die Entwicklung der eigenen Energiepreise und Energiekosten, son-

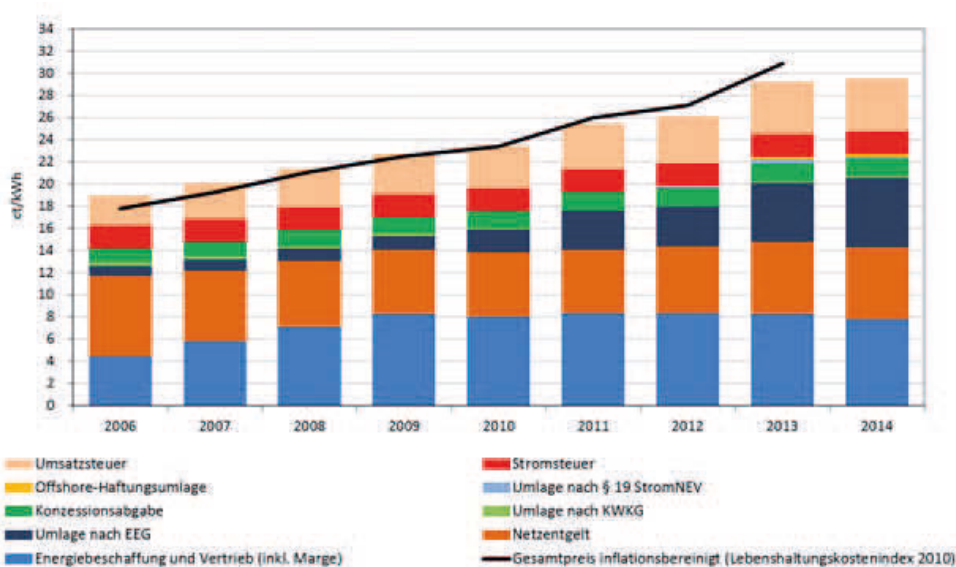
Energiepreise und Energiekosten

dem auch die ihrer Konkurrenten relevant. Dabei sollten jedoch die im vorherigen Absatz erwähnten Einschränkungen und weitere Faktoren berücksichtigt werden.

11.2 Energiepreise

335. Im Fortschrittsbericht 2014 der Bundesregierung wird die nationale Preisentwicklung verschiedener Energieprodukte (z. B. Mineralölprodukte, Großhandelspreise für Elektrizität) sowie die Entwicklung der international gehandelten Energieträger (Rohöl, Erdgas, Steinkohle) und CO₂-Zertifikate dargestellt.

Abb. 11-2: Strompreise für Haushaltskunden



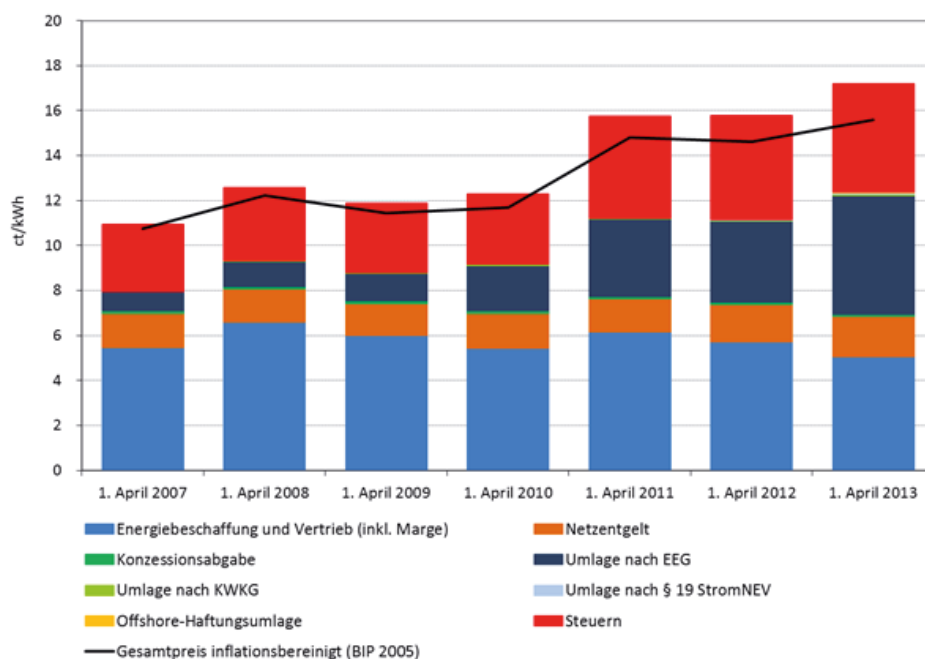
Quelle: BMWi (2014a, Abbildung I.8.5), Daten von BNetzA

336. Der Fortschrittsbericht 2014 diskutiert in Abschnitt I.8.1.5 Verbraucherpreise für Strom. Die Abbildungen des Fortschrittsberichts 2014 der Strompreise für Haushaltskunden einerseits sowie der nicht begünstigten Gewerbe- und Industriekunden andererseits sind hier wiedergegeben. Zunächst sei auf einen nicht weiter diskutierten Aspekt hingewiesen: Bekanntlich sind die Endkundenpreise gestiegen, und zwar in beiden Fällen wesentlich bedingt durch den überaus kräftigen Anstieg der EEG-Umlage. Dies wurde bereits an anderer Stelle diskutiert. Interessant ist jedoch der Vergleich der Kosten für Energiebe-

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

schaffung und Vertrieb (inkl. Marge). Während dieser Kostenbestandteil seit 2009 bei den Haushaltskunden stagniert und im Jahr 2013 sogar noch leicht ansteigt, sinkt er bei den gewerblichen und industriellen Letztverbrauchern, und zwar im Jahr 2013 recht deutlich. Im Jahr 2013 beträgt der Unterschied schon 4 Cent/kWh. Offensichtlich kommt der rückläufige Großhandelsstrompreis in der Wirtschaft an, nicht aber bei den privaten Haushalten.

Abb. 11-3: Strompreise für nicht-begünstigte Gewerbe- und Industriekunden



Quelle: BMWi (2014a, Abbildung I.8.6), Daten von BNetzA

337. Doch Unterschiede in der Höhe der einzelnen Preisen und Preiskomponenten treten nicht nur zwischen Haushalten und Unternehmen, sondern auch zwischen Unternehmen aus unterschiedlichen Ländern auf. Regionale Unterschiede bei Inputpreisen *können* eine Erklärung für Unterschiede in der Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen sein. Im Fortschrittsbericht wird ein europäischer Vergleich von Endverbraucherpreisen (Strompreise) basierend auf Daten von Eurostat, dem Statistischen Amt der Europäischen Union, durchgeführt. Allerdings sind Aussagen auf Basis dieser Daten zu qualifizieren. Die (industriellen) Preise in den Eurostat-Daten sind nicht nach Sektoren, sondern nur nach der Größe des Abnahmefalls differenziert. Dabei sind aber vor

allem sehr große Abnehmer unterrepräsentiert bzw. für viele Länder nicht vorhanden. Die Daten der internationalen Energieagentur IEA über aggregierte Endverbraucherpreise sind zwar für viele Länder weltweit vorhanden, nur leider international nicht vergleichbar. Dies liegt an der inkonsistenten Datenerhebung und mangelnder Überprüfung (vgl. Frontier Economics / EWI, 2010). Der Vergleich von Energiepreisen auf Basis dieser Datengrundlagen ist also schwierig.

338. Für einen internationalen Vergleich der Höhe und Veränderung der Preise wären die tatsächlich gezahlten Preise (d. h. inklusive aller geltenden Ausnahmen) für Energieeinsatzmengen im Produktionsprozess von Unternehmen im Vergleich zu denen ihrer nationalen und internationalen Wettbewerber erforderlich. Wenn dies auf Firmenebene nicht möglich ist, sollte ein Vergleich zumindest innerhalb einer Branche stattfinden, um direkte Konkurrenten besser gegenüberstellen zu können. Eine Möglichkeit diese Datenprobleme zu umgehen, bieten selbstständig erhobene Umfragedaten. Während diese Herangehensweise detaillierte Informationen über einzelne Unternehmen und Sektoren bietet, sind die Daten in den meisten Fällen nicht repräsentativ (CEPS, 2014). Um längerfristige Trends zu entdecken – eines der Ziele des Monitorings –, wäre zudem eine regelmäßige Wiederholung der Umfrage notwendig. Daher existieren Studien, in denen die offiziellen Daten mit eigenen Abschätzungen für eine bestimmte Gruppe (vor allem energie-intensive Unternehmen) erweitert werden (Frontier Economics / EWI, 2010; Ecofys / Fraunhofer ISI, 2014). Diese sind ebenfalls im Fortschrittsbericht aufgeführt. Allerdings erscheint die Datengrundlage für weitreichende Schlussfolgerungen augenblicklich noch nicht hinreichend belastbar. Dazu sollten einzelne Aspekte genauer beleuchtet werden, wie im Folgenden anhand der Besonderen Ausgleichsregelung im Rahmen des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes und des Stromsteuerspitzenausgleichs skizziert wird.

Merit-Order-Effekt erneuerbarer Energien, Besondere Ausgleichsregelung und europäische Dimension

339. Als Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien bezeichnet man den preissenkenden Effekt im Großhandelsmarkt, der mit dem Zubau erneuerbarer Energien verbunden ist. Zu Stunden hoher PV- und Windeinspeisung stellt sich ein tieferer Preis auf den Spotmärkten ein, der sich auch auf den mittleren

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

Preis auswirkt. Dieser Effekt ist auf die geringen Grenzkosten und den Einspeisevorrang erneuerbarer Energien zurückzuführen. Davon zu unterscheiden sind andere mögliche preissenkende Ursachen, wie vorhandene Überkapazitäten, geringes Wirtschaftswachstum, geringe Steinkohlepreise und geringe CO₂-Preise. Zahlreiche wissenschaftliche Publikationen haben sich in den letzten Jahren mit dem Merit-Order-Effekt auseinandergesetzt. Der Monitoring-Bericht der Bundesregierung von 2012 hat bereits eine Literaturübersicht vorgelegt (siehe für weiterführende Informationen zur Vergleichbarkeit Würzburg et al. (2013) und Cludius et al. (2014) für eine aktuelle Analyse).

340. Es wird unterschieden zwischen einem spezifischen und einem gesamten Merit-Order-Effekt. Der spezifische Merit-Order-Effekt gibt an, um wie viel Euro/MWh eine MWh Einspeisung erneuerbarer Energien den durchschnittlichen Day-ahead Preis verringert. Der gesamte Merit-Order-Effekt dagegen gibt an, um wie viel Euro/MWh der durchschnittliche Day-ahead Preis in einem Jahr höher ausgefallen wäre, gäbe es keine erneuerbare Einspeisung. In der Regel wird nur der gesamte Merit-Order-Effekt angegeben. Trotz der Verschiedenartigkeit der Ansätze gelangen die Studien zu ähnlichen Ergebnissen. Man kann in einem Fundamentalmodell einzelne Kraftwerksblöcke abbilden und anschließend den Strommarkt simulieren. Entsprechende Studien wählen in der Regel einen Kraftwerkspark ohne erneuerbare Energien als Bezugspunkt und vergleichen die auf diese Weise simulierten Großhandelspreise mit den tatsächlichen Großhandelspreisen. Bei ökonomischen Studien werden die stündlichen Stromgroßhandelspreise als Funktion von exogenen Variablen dargestellt, darunter die jeweilige Einspeisung erneuerbarer Energien. Hat man auf diese Weise ein Erklärungsmodell der Preise, kann man in diesem Modell die Einspeisung erneuerbarer Energien fiktiv auf Null setzen und erhält dann ein höheres Großhandelspreisniveau, welches im Vergleich zum tatsächlichen Preisniveau den Merit-Order-Effekt erkennen lässt.

341. Über die EEG-Umlage werden die Differenzkosten der Erzeugung erneuerbarer Energien auf die Endverbraucher umgelegt. Je höher die Erzeugung aus erneuerbaren Energien ist, desto höher fällt auch die EEG-Umlage aus. Gleichzeitig vergrößert sich der preissenkende Effekt aus dem Merit-Order-Effekt.

342. Es sei jedoch darauf hingewiesen, dass der Merit-Order-Effekt nur die kurze Frist abbildet. Mit einer Umstrukturierung des konventionellen Kraftwerkparks könnte sich dieses Bild mittelfristig ändern. Ob der aktuelle Grenzkostenmarkt unter Berücksichtigung des soeben beschriebenen Mechanismus in der Lage ist, in Zukunft die nötigen Investitionsanreize für Backup-Kraftwerke zu schaffen, ist zumindest fraglich. Sofern die Finanzierung solcher Backup-Kraftwerke über den Energy-only-Markt oder einen allgemeinen Kapazitätsmarkt erfolgt, würde dies den Merit-Order-Effekt teilweise aufheben oder sogar in sein Gegenteil verkehren. Selbst unter Ausklammerung der Ausgaben für die EEG-Umlage könnten auf die Letztverbraucher höhere Strombeschaffungskosten zukommen als ohne den Ausbau erneuerbarer Energien.

343. Nicht nur die Höhe der EEG-Umlage ist von Interesse, sondern auch die Art und Weise wie sie auf Letztverbraucher umgelegt wird. Die Besondere Ausgleichsregelung (BesAr) des EEG (§ 40 bis § 44 in 2012 und § 63 bis § 69 in 2014) regelt die Ausnahmen bei der Zahlung der EEG-Umlage für besonders stromintensive Unternehmen. Die privilegierten Letztverbraucher zahlen eine verringerte EEG-Umlage auf die verbrauchte kWh. Die Rahmenbedingungen dieser Ausnahmen haben sich durch Novellierungen des EEG im Laufe der Jahre kontinuierlich geändert. Ein wesentlicher Spieler war die Europäische Kommission. Im Jahr 2011 reichte der Bund der Energieverbraucher e.V. eine Beschwerde bei der EU-Kommission ein, die im Dezember 2013 zur Eröffnung des formalen Verfahrens gegen die Bundesrepublik geführt hatte (EU-Kommission, 2013). Nach Auffassung der Bundesregierung dient die BesAR der Wahrung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit stromintensiver Unternehmen gegenüber Konkurrenten im Ausland. Ohne die Regelung bestünde die Gefahr von Carbon Leakage, also die Abwanderung stromintensiver Unternehmen ins Ausland. Treibhausgasemissionen würden dabei nicht verhindert werden, sondern lediglich an einem anderen Ort erfolgen.

344. Das EEG 2014 enthält reformierte Regeln zur Besonderen Ausgleichsregelung, der den Umwelt- und Beihilfeleitlinien der EU-Kommission vom 9. April 2014 (EU-Kommission, 2014b) sowie den Regelungen über den freien Warenverkehr des europäischen Primärrechts genügt. Mit den Veränderungen in dieser Novelle des EEGs wurde der Streit offiziell vom zuständigen Wettbewerbskommissar Almunia beigelegt.

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

345. Das EEG 2014 und die dazugehörige BesAr sind am 1. August 2014 in Kraft getreten. Im Großen und Ganzen geht die neue Regelung mit einer erhöhten Komplexität und einem entsprechend hohen Verwaltungsaufwand einher. Der Mehraufwand in den Behörden wird auf rd. 6,5 Mio. Euro jährlich geschätzt. Als Ergebnis stehen den Behörden (BMWi und BAFA) 108 zusätzliche Planstellen zu Verfügung. Eine Schätzung für den Mehraufwand der freien Wirtschaft ist mit hoher Unsicherheit verbunden. Die Expertenkommission vermutet aber, dass dieser 6,5 Mio. Euro deutlich übersteigt.

346. Dem neuen EEG sind Listen beigelegt, die bestimmte Branchen EU-gemäß als strom- oder handelsintensiv definieren. Stromintensive Unternehmen sind antragsberechtigt, insofern sie eine Stromkostenintensität von 16 % aufweisen (ab dem Antragsjahr 2015 mindestens 17 %). Handelsintensive Unternehmen dagegen sind erst antragsberechtigt, wenn sie eine Stromkostenintensität von 20 % aufweisen können. Privilegierte Unternehmen zahlen auf die erste verbrauchte GWh die volle EEG-Umlage, anschließend wird eine um 85 % geringere Umlage auf den Stromverbrauch erhoben. Mindestens beträgt diese aber 0,1 Cent/kWh. Die gesamten Kosten der EEG-Umlage dürfen aber 4 % (Cap bei Stromkostenintensität von weniger als 20 %) bzw. 0,5 % (Super-Cap bei Stromkostenintensität von mindestens 20%) der Bruttowertschöpfung nicht übersteigen. Das Gesetz legt demzufolge eine Unter- und Obergrenze der Belastung vor. Unternehmen, die bereits vorher in den Genuss des privilegierten Kreises gekommen sind haben Zeit sich bis 2019 an das neue Gesetz anzupassen: Ihre Belastung darf sich von Jahr zu Jahr maximal verdoppeln.

347. Für Unternehmen, die im Zuge der Novelle nicht mehr dem privilegierten Kreis angehören, gilt eine ähnliche Regelung. Die erste GWh wird mit der vollen EEG-Umlage belastet, der darüber hinausgehende Verbrauch allerdings mit 20 % der EEG-Umlage. Eine Obergrenze der Belastung gibt es in diesem Fall nicht. Auch für Schienenbahnen ändert sich mit dem neuen EEG die Regelung. Unternehmen kommen schon ab einem Stromverbrauch von mindestens 2 GWh in den Genuss der Ausnahme. Ist dieses Kriterium erfüllt, so zahlt das Unternehmen lediglich 20 % der EEG-Umlage auf jede verbrauchte Mengeneinheit. Zusammenfassend ist nicht zu erwarten, dass sich der Umfang der Vergünstigungen mit der Neuausgestaltung der BesAr verringert. Es wird vielmehr mit einer Stabilisierung des Begünstigtenkreises und des Umfangs der Begünstigung gerechnet.

348. Aus energiewirtschaftlicher Sicht stellen die Differenzkosten und die damit verbundene EEG-Umlage einen Großteil der Mehrkosten des Umbaus unseres Energiesystems dar. Daher ist es nachvollziehbar, Unternehmen, die im internationalen Wettbewerb stehen und diese Mehrkosten nicht an die Verbraucher weitergeben können, von diesen Mehrkosten zu befreien. Bei diesem Gedanken geht man davon aus, dass Konkurrenzunternehmen in anderen Ländern mit weniger ambitionierter Energiepolitik nicht die Kosten eines solchen Umbaus stemmen müssen und so die Gefahr einer Abwanderung der Unternehmen besteht. Wie in der Stellungnahme des letzten Jahres ausführlich beschrieben, plädiert die Expertenkommission dennoch dafür, dass sich stromintensive Unternehmen in erster Näherung an den Kosten in der Höhe des Merit-Order-Effekts beteiligen, da dieser die energiewendebezogenen Vorteile für die Unternehmen erfasst.

349. Die Integration Deutschlands im europäischen Strombinnenmarkt ist nicht zuletzt wegen seiner geographischen Lage von Interesse. Die Bundesrepublik bewirtschaftet Grenzkuppelstellen zu neun Nachbarstaaten: Niederlande, Luxemburg, Frankreich, Schweiz, Österreich, Tschechische Republik, Polen, Schweden und Dänemark. Die Übertragungskapazitäten dieser Interkonnektoren sind begrenzt und in vielen Stunden eines Jahres herrschen Engpässe, die ein effektives Management benötigen. Explizite Auktionen stellen eine präventive Engpassmanagementmethode dar, bei der Übertragungskapazitäten im Voraus unabhängig von den Energiemengen gehandelt werden. Sie gelten als ineffizient, sind aber mit geringem Verwaltungsaufwand zu implementieren. Implizite Auktionen dagegen gehen mit einem erhöhten Implementierungsaufwand einher, gelten aber als sehr effektiv. Ein wichtiger Meilenstein bei der Vollendung des europäischen Strombinnenmarkts ist das Erreichen eines einheitlichen Preises. Mit der Einführung des Market Coupling Mechanismus kommt Europa diesem Ziel einen Schritt näher. Im vortägigen Stromhandel werden implizite Auktionen zur Allokation dieser Ressource verwendet, wobei längerfristige Kontrakte nach wie vor über explizite Auktionen abgeschlossen werden können. Die Einführung dieses Mechanismus hat dazu geführt, dass sich die Preise der beteiligten Länder immer mehr angleichen. Deutschland und Dänemark bewirtschaften ihre Grenzkuppelstellen über Market Coupling seit 2009. Weiterhin ist Deutschland seit 2010 Teil der CWE-Region (Central Western Europe) und seit diesem Jahr der NWE-Region

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

(Northern Western Europe), die über Market Coupling miteinander verbunden sind.

350. Dieser zusammenwachsende Markt lässt erahnen, dass es auch in Zukunft lohnend ist Auswirkungen deutscher Energiepolitik auf den europäischen Strommarkt zu thematisieren. Diese Frage stellt sich insbesondere bei der Analyse des Merit-Order Effekts erneuerbarer Energien. Konvergieren die Großhandelspreise der einzelnen Strommärkte, so ist der preissenkende Effekt der erneuerbaren Energien mit Sicherheit auch im Ausland messbar. Erste grobe Schätzungen lassen vermuten, dass die Größenordnung dieses Effekts bei rund einem Viertel des deutschen Effekts liegen muss. Das bedeutet, dass ausländische stromintensive Unternehmen ebenfalls von dem Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland profitieren. Demzufolge müssten deutsche Unternehmen einen entsprechend geringeren Beitrag als den Betrag des Merit-Order-Effekts zahlen. Die Höhe dieser Zahlungen müsste jährlich durch die EU-Kommission bzw. die ENTSO-E im Rahmen der Prognose des Ausbaus erneuerbarer Energien berechnet werden.

Spitzenausgleich bei Energie- und Stromsteuer

351. Ein weiteres Beispiel für unterschiedliche Energiepreise von Unternehmen durch Entlastungsregelungen ist auch bei der Energie- und Stromsteuer zu beobachten (vgl. Abschnitt 3.6.). Der Fortschrittsbericht 2014 behandelt in dem Abschnitt I.8.1.6 die Neuregelung des sog. Spitzenausgleichs, über den Unternehmen des produzierenden Gewerbes auf Antrag von den beiden Steuern teil-entlastet werden. Auf Veranlassung der EU-Kommission wird der Spitzenausgleich seit 2013 nur noch gewährt, wenn die begünstigten Unternehmen einen Beitrag zur Steigerung der Energieeffizienz leisten. Ab 2015 soll der Spitzenausgleich nur noch gewährt werden, wenn sich die Energieintensität des produzierenden Gewerbes insgesamt um 1,3 % pro Jahr (2013 bis 2015) und um 1,35 % pro Jahr (ab 2016) verbessert.

352. Der Fortschrittsbericht 2014 verzichtet darauf, die quantitativen Wirkungen des Spitzenausgleichs zu diskutieren. Die im Rahmen eines Fortschrittsberichts zu behandelnden Fragen werden nicht angesprochen. Beispielsweise wäre es interessant zu wissen, in welchem Ausmaß die seit 2013 bedingte Gewährung des Spitzenausgleichs eine über die Trendentwicklung hinausreichende Verbesserung der Energieeffizienz im produzierenden Ge-

werbe erreicht hat. Es ist zu vermuten, dass genaue Zahlen in der Kürze der Zeit noch nicht erhoben werden konnten. Doch in diesem Fall sollte der Fortschrittsbericht zumindest erläutern, welche Schritte unternommen worden sind oder noch unternommen werden sollen, um diese Zahlen zu erheben. Zwar erwähnt der Fortschrittsbericht eine geplante Evaluation im Jahr 2017, doch schon angesichts der Komplexität einer solchen Evaluation wäre es erforderlich, zumindest Vorüberlegungen und Vorschläge für die Untersuchungsfragen und die Untersuchungstiefe zu skizzieren, um unter allen Beteiligten ein Problembewusstsein und einen Diskussionsprozess in Gang zu bringen.

353. Dem Bekunden der Bundesregierung zufolge soll der Spitzenausgleich die internationale Wettbewerbsfähigkeit des Verarbeitenden Gewerbes dienen. Abgesehen davon, inwieweit alle begünstigten Unternehmen des Verarbeitenden Gewerbes tatsächlich dem internationalen Wettbewerb ausgesetzt sind, stellt sich zwangsläufig auch die Frage, ob die mit Energiemanagementsystemen oder administrativ verlangte Verbesserungen der Energieeffizienz Mehrkosten verursachen, denen zufolge die internationale Wettbewerbsfähigkeit doch noch beeinträchtigt sein könnte und damit die mit dem Spitzenlastausgleich verbundenen Intentionen verfehlt werden. Leider thematisiert der Fortschrittsbericht 2014 auch diesen Aspekt nicht.

11.3 Energiekosten

354. Energiepreise sind nur ein Einflussfaktor auf die tatsächlichen Energiekosten von Unternehmen. Unterschiede in den Energiekosten innerhalb eines Sektors resultieren aus unterschiedlichen (regionalen) Energiepreisen und der individuellen Energieintensität. Ein besserer Indikator wäre daher die tatsächlichen Energiekosten im Verhältnis zum Wert des Outputs (zumindest auf Sektorebene). Diese sollten dann mit denen nationaler und internationaler Wettbewerber verglichen werden, um die regionale Entwicklung von Energiekosten zu dokumentieren. Für europäische Vergleiche liegen Daten von Eurostat aus der „Structural Business Statistics“-Datenbank (SBS) vor, mit deren Hilfe der Anteil der Energiekosten an den gesamten Produktionskosten auf Sektor-Ebene (dreistellige NACE-Klassifikation) berechnet werden kann (EU-Kommission, 2014c). Dies erlaubt Aussagen über das Ausmaß der Auswirkungen von Energiekostenentwicklungen.

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

355. Im nächsten Schritt sollten die Energiestückkosten betrachtet werden. Diese zeigen die Kosten des Energieeinsatzes pro Einheit Wertschöpfung an (vgl. EU-Kommission, 2014d). Energiestückkosten werden auch bereits im Fortschrittsbericht für einzelne Wirtschaftszweige in Deutschland angegeben. Die Werte zeigen, dass die Sektoren zum Teil stark heterogen bezüglich ihrer Energiestückkosten sind. So liegt der Anteil der Energiekosten an der Bruttowertschöpfung 2012 zwischen 4 % (Gewinnung von Erdöl und Erdgas) und 110 % (Herstellung von Industriegasen), während der Mittelwert für das Verarbeitende Gewerbe 7,6 % und für den Wirtschaftszweig Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden 17,6 % beträgt (vgl. BMWi, 2014a, Tabelle I.8.5).

356. Der Ansatz der Energiestückkosten sollte in zukünftigen Monitoring-Berichten auf einen internationalen Vergleich über die Zeit ausgeweitet werden, um auch die Entwicklung in anderen Ländern zu berücksichtigen. Dies würde auch eine bessere Beurteilung der Wirkungen von Maßnahmen im Fortschrittsbericht ermöglichen. Die notwendigen Daten könnten etwa auf der „World Input-Output Database“ (WIOD) basieren, die weltweit 40 Länder (inkl. 27 EU Staaten) und 35 Industrien umfasst (WIOD, 2014).⁴⁴ Damit ist ein Ländervergleich der Höhe und der Entwicklung eines Indikators, der sowohl Energiepreise als auch Energieintensität misst, innerhalb eines einheitlichen Sektors möglich.⁴⁵ Zudem sind in diesem Indikator die Auswirkungen von Effizienzentwicklungen und von Innovationen bereits enthalten.

357. Die WIOD Daten verfügen zwar über eine hohe Auflösung der Energieträger, allerdings sind energie-intensive Sektoren nur sehr grob abgebildet. Deshalb sind Verbesserungen der Datenbasis notwendig. Der Anteil der Energiekosten an der Bruttowertschöpfung für das verarbeitende Gewerbe in Deutschland auf Basis von WIOD Daten (18 % in 2011) weicht stark von dem Wert des Statistischen Bundesamts (7,3 % in 2011) ab. Die Differenz ist vor allem auf einen Sektor („Kokerei und Mineralölverarbeitung“) zurückzuführen,

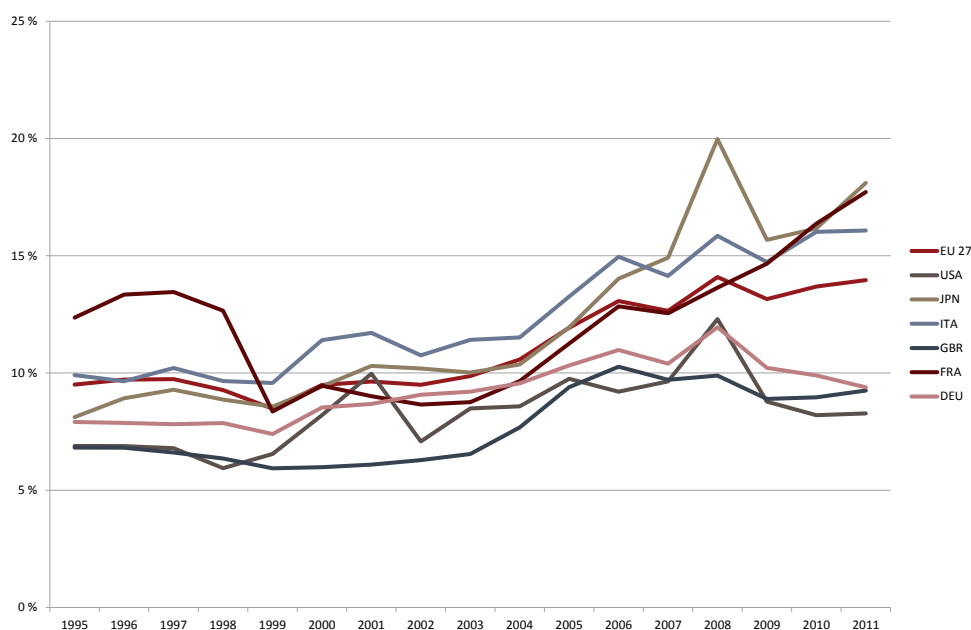
⁴⁴ Die „World Input-Output Database“ wurde im Rahmen des 7. Rahmenforschungsprogramms der EU erstellt.

⁴⁵ Diese können jedoch nur bis zum Jahr 2009 differenziert werden. Danach fehlen Daten zum Energieeinsatz in physischen Einheiten, die notwendig sind, um die Energiestückkosten aufzuteilen.

Energiepreise und Energiekosten

der den Wert in den WIOD Daten stark nach oben treibt (ca. 8 Prozentpunkte). Ohne diesen Sektor sind die Daten denen vom Statistischen Bundesamt ähnlicher. Da diese Datenunsicherheiten noch geklärt werden müssen, wird der Sektor im Folgenden zunächst ausgeschlossen.

Abb. 11-4: Energiestückkosten im Verarbeitenden Gewerbe (ohne Kokerei und Mineralölverarbeitung)



Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von WIOD Daten

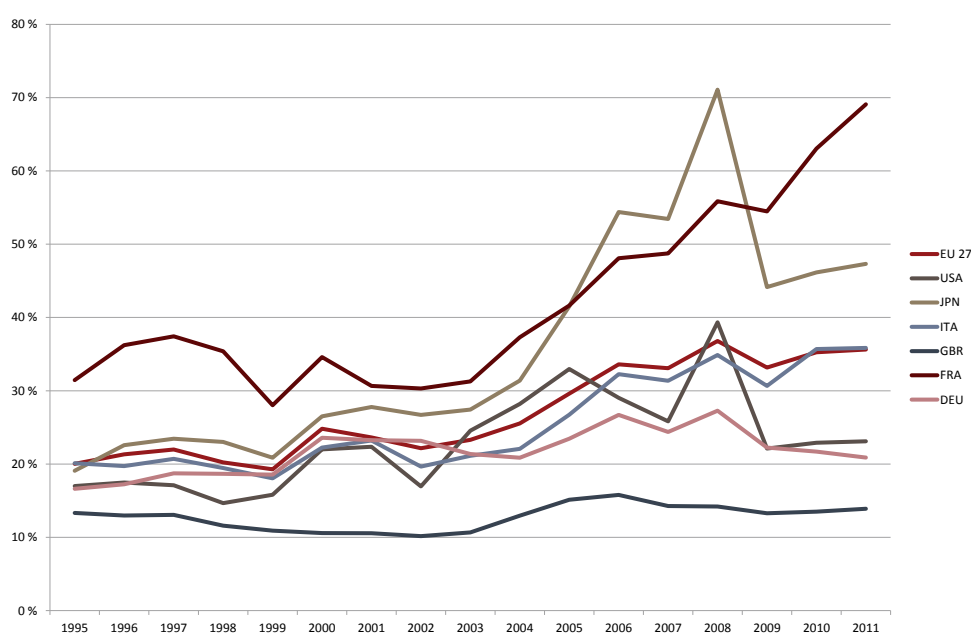
358. Zur Berechnung der Energiestückkosten werden die aggregierten Energiekosten (Strom, Erdgas, Kohle, Öl) in dem jeweiligen Sektor durch die Wertschöpfung des Sektors dividiert. Die Energiestückkosten für das verarbeitende Gewerbe weisen über den Zeitverlauf eine ähnliche Höhe wie die der USA und Großbritannien auf und liegen unter dem Mittelwert für die Europäische Union (EU 27)⁴⁶. Ab 2008 ist zudem ein Abwärtstrend erkennbar, entgegen dem leicht steigenden Trend des europäischen Mittelwerts. Die Spanne zwischen der EU und Deutschland wächst entsprechend (Abb. 11-4).

⁴⁶ In der WIOD Datenbank befinden sich keine Daten für Kroatien.

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

359. Einzelne Wirtschaftssektoren im Verarbeitenden Gewerbe sind sehr heterogen. So scheinen die Energiestückkosten im Chemiesektor in Deutschland eher unterdurchschnittlich zu sein (Abb. 11-5), der Kostenanteil im Textilbereich ist allerdings höher als in den Vergleichsländern (Abb. 11-6). Dies macht deutlich, dass differenziertere und detailliertere Indikatoren – mindestens auf Sektorebene – notwendig sind.

Abb. 11-5: Energiestückkosten im Sektor "Chemie und chemische Produkte"



Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von WIOD Daten

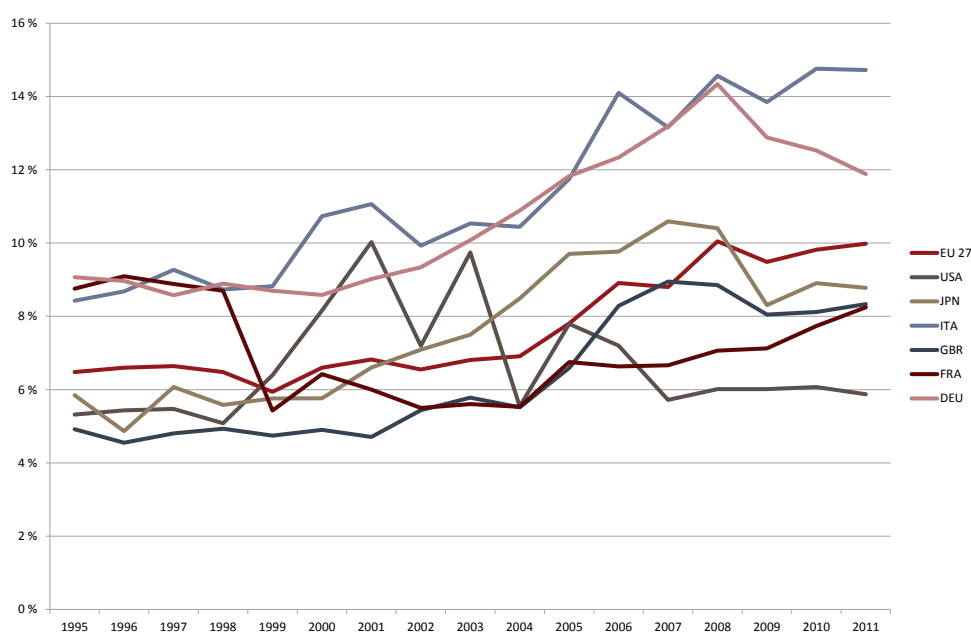
360. Aus der Tabelle I.8.5. im Fortschrittsbericht 2014 wird deutlich, dass eine noch tiefere Sektorenaufschlüsselung der Daten notwendig ist, da der Anteil der Energiekosten an der Bruttowertschöpfung auch in den Subsektoren innerhalb eines Sektors stark schwanken kann. Die Untersektoren „Herstellung von Ziegeln und sonstiger Keramik“ mit 38,5 % und „Herstellung von Kalk und gebranntem Gips“ mit 71 % definieren eine hohe Bandbreite. In den WIOD Daten ist allerdings nur der übergeordnete Sektor „Andere nicht-metallische Mineralien“⁴⁷ zu beobachten. Hierbei muss der Konflikt zwischen der Tiefe des

⁴⁷ Dieser entspricht dem Sektor C23 „Herstellung von Glas und Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden“ aus der Klassifikation der Wirtschaftszweige 2008.

Energiepreise und Energiekosten

Detailgrades und dem Aufwand der Konsistenz bei Ländervergleichen beachtet werden. Allerdings wird klar, dass für etliche der energieintensiven Subsektoren auf Basis der bestehenden Datengrundlagen nur schwer Rückschlüsse getroffen werden können.

Abb. 11-6: Energiestückkosten im Sektor "Textil und Textilprodukte"

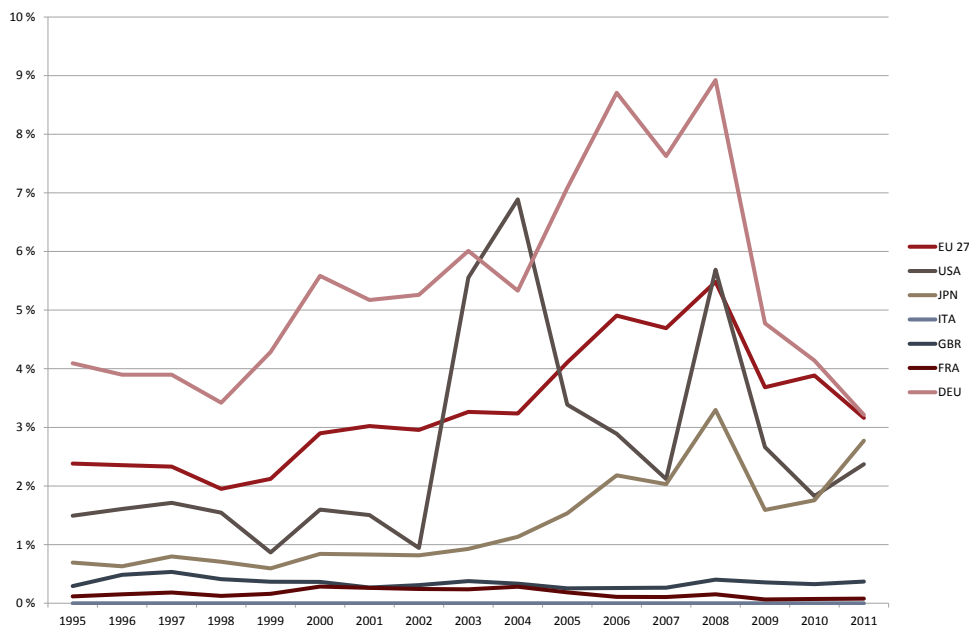


Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von WIOD Daten

361. Die Energiestückkosten können energieträger-spezifisch berechnet werden. In den WIOD Daten sind vier verschiedene Kategorien von Energieträgern enthalten: i) „Steinkohle, Braunkohle; Torf“, ii) „Erdgas und Rohöl“, iii) „Koks, raffinierte Erdölprodukte, Kernbrennstoff“ sowie iv) „Elektrizität, Gas, Dampf und Warmwasser“. Kohle weist für nahezu alle Sektoren den geringsten Anteil an den Gesamtenergiestückkosten auf. Der Anteil der Ausgaben für den Einsatz von Erdgas und Rohöl an der Bruttowertschöpfung hat ebenfalls nur eine geringe Relevanz – mit Ausnahme des Chemiesektors (Abb. 11-7). In diesem gleichen sich die Kostenanteile bis 2011 fast vollständig dem Mittelwert der Europäischen Union an, bleiben jedoch im Vergleich zu Japan und den USA eher hoch. Insgesamt weist Deutschland auf Basis der WIOD-Daten im Chemiesektor jedoch einen geringeren Energiekostenanteil im Vergleich zu anderen Ländern auf.

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

Abb. 11-7: Kostenanteil von Erdgas und Rohöl an der Bruttowertschöpfung im Sektor "Chemie und chemische Produkte"

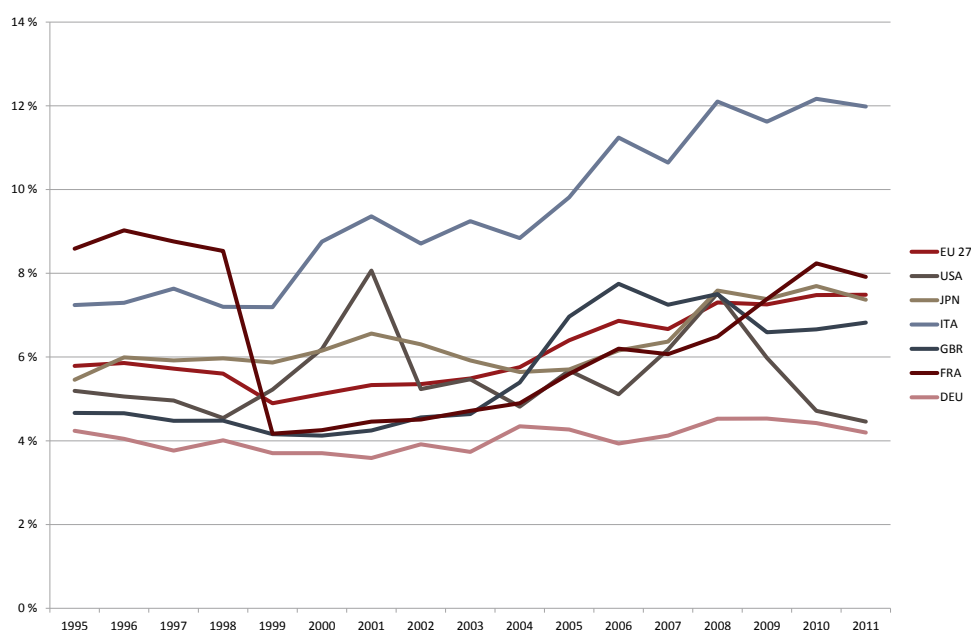


Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von WIOD Daten

362. „Koks, raffinierte Erdölprodukte und Kernbrennstoffe“ haben den zweithöchsten Anteil. Dies ist vermutlich auf das Koks und die Erdölprodukte zurückzuführen, die im Produktionsprozess eingesetzt werden. Elektrizität und die anderen Komponenten dieser Energieträgergruppe (Gas, Dampf und Warmwasser) weisen den größten Anteil der Energiestückkosten aus (Abb. 11-8). Die Position Deutschlands ist in den verschiedenen Sektoren unterschiedlich: in einigen Sektoren weist Strom in Deutschland im Ländervergleich die geringsten Kostenanteile auf, in anderen befindet sich Deutschland eher im Mittelfeld. Auch in der energieträger-spezifischen Analyse werden keine signifikanten Kostennachteile für Deutschland deutlich – mit Ausnahme von Rohöl und Erdgas im Chemiesektor. Beides sind Einflussfaktoren, die hauptsächlich externen Einflüssen unterworfen sind.

Energiepreise und Energiekosten

Abb. 11-8: Anteil der Kosten für Elektrizität, Gas und Wasserdampf an der Bruttowertschöpfung im Verarbeitenden Gewerbe (ohne Kokerei und Mineralölverarbeitung)



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von WIOD Daten

11.4 Wettbewerbsfähigkeit

363. Aus den internationalen Vergleichen von Energiekosten können allerdings nicht ohne Einschränkungen allgemeine Aussagen zur Entwicklung der Wettbewerbsfähigkeit getroffen werden. Eine Steigerung der Energiekosten ist zum Beispiel weniger schädlich für die Wettbewerbsfähigkeit des Unternehmens, wenn diese Kosten dauerhaft auf die Kunden überwältigt werden können. Für die Analyse der Auswirkungen von Energiekosten auf Wettbewerbsfähigkeit wäre der Anteil der realen Energiestückkosten, der nicht überwältigt werden kann, notwendig. Dieser Indikator ist jedoch nicht beobachtbar. Die Überwälzung von Inputpreissteigerungen auf Outputpreise kann daher nur geschätzt werden (siehe zum Beispiel Oberndorfer et al., 2010). Andere eher indirekte Indikatoren, um die Wettbewerbsintensität auf dem Absatzmarkt einzuschätzen, sind z. B. die Handelsintensität (Anteil von Importen und Exporten) oder Konzentrationsraten bzw. Marktanteile von Unternehmen in Absatzmärkten oder Sektoren. Neben dem rein deskriptiven Vergleich von Indi-

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

katoren müssen daher ergänzende ex-post Analysen treten, die z. B. Methoden aus der Politikevaluation auf Firmen- bzw. Betriebsebene verwenden (z. B. Petrick und Wagner, 2014). Die Bestimmung von kausalen Effekte setzt ebenfalls die Verfügbarkeit von Mikrodaten voraus (vgl. Abschnitt 3.5). Eventuell könnte eine verbesserte Datenbasis auch fundierte Aussagen zu der befürchteten Verlagerung von Emissionen (entweder durch einen Wechsel des Produktionsstandortes oder vermehrter Produktion in Regionen mit weniger strikten Regulierungen) getätigt werden. Dechezleprêtre et al. (2014) versuchen dies anhand von Daten über den CO₂-Ausstoß von multinationalen Unternehmen zu untersuchen. Auch wenn eine kausale Wirkung des Europäischen Emissionshandelssystems auf Verlagerungen von CO₂ Emissionen noch nicht hergestellt werden kann, gilt es als Beispiel dafür, dass ergänzende Studien notwendig sind, um zum Beispiel die Effekte von regional unterschiedlicher Regulierung besser identifizieren zu können.

11.5 Handlungsempfehlungen

364. Der Fortschrittsbericht der Bundesregierung dokumentiert die nationale Entwicklung von Energiepreisen und der Komponenten bei Endverbraucherpreisen. Im Fortschrittsbericht werden Endverbraucherpreise für Strom in Deutschland mit anderen EU-Staaten verglichen. Deutschland liegt dabei im oberen Drittel. Die Energiekosten im Verhältnis zum Bruttoproduktionswert und zur Bruttowertschöpfung in verschiedenen Sektoren des Produzierenden Gewerbes werden ebenfalls dargestellt. Diese Betrachtungen reichen jedoch nicht aus, um die Frage der Wettbewerbswirkungen der Energiewende zu beantworten.

365. Hierzu müssen die Energiekosten besser erfasst (siehe Diskussion um Merit-Order-Effekt), sektoral besser disaggregiert, im Zeitablauf betrachtet und international gegenübergestellt werden. Die Expertenkommission hat hierzu einen ersten Vorschlag gemacht. Daneben sind andere Einflussfaktoren von Standortwahlentscheidungen zu berücksichtigen und darzustellen. Weiterführende Analysen sollten sich etwa mit der Überwälzbarkeit der Energiekosten in verschiedenen Sektoren beschäftigen. Hierdurch können die Entwicklung der Energiekosten im Kontext betrachtet und so die Debatte um mögliche Standortnachteile versachlicht werden.

Energiepreise und Energiekosten

366. Die Expertenkommission sieht großen Handlungsbedarf die bestehende Datenlage nicht nur auf nationaler, sondern auch auf internationaler Ebene zu verbessern. Dazu sollten die bestehenden Datenbanken vervollständigt werden, v.a. durch eine obligatorische Teilnahme von energie-intensiven Unternehmen an den Erhebungen, sowie Plausibilitäts- und Konsistenzüberprüfungen (vor allem im Fall der IEA Daten). Kurzfristig können Fallstudien für einzelne Sektoren sinnvoll sein, da diese detailliertere Daten als die bestehenden Datensätze liefern können. Jedoch bieten Fallstudien nur einen fokussierten Blick, so dass allgemeine Tendenzen nur schwierig zu identifizieren sind. Zudem kann die Repräsentativität der Ergebnisse durch eine zu geringe Stichprobe gefährdet sein. Wünschenswert wäre langfristig zudem ein internationaler Vergleich von Endverbraucherpreisen auf Basis von administrativ erhobenen Daten auf Firmen- bzw. Betriebsebene, die eine breitere und zugleich detailliertere Datengrundlage bieten.

12 Gesamtwirtschaftliche Effekte

Das Wichtigste in Kürze

Eine volkswirtschaftliche Analyse der Energiewende sollte mit dem Jahr 2000 beginnen. Obwohl die Energiewende formal erst im Jahr 2010 (mit der Verlängerung der Kernenergielaufzeiten) und dem Jahr 2011 (definitiver Ausstieg aus der Kernenergie bis 2022) begann, werden die mit dem EEG ausgelösten Investitions- und Kosteneffekte in der Öffentlichkeit mit dem Wandel der Elektrizitätserzeugung von fossilen zu erneuerbaren Energiequellen in Verbindung gebracht. Das kontrafaktische Szenarium würde dann auf der Annahme beruhen, dass es seit 2000 weder zu einer primärenergie- noch einer stromseitigen Vergrößerung des Anteils der erneuerbaren Energien gekommen sei.

Wenn am Bestandsschutz für die gesetzlichen EEG-Vergütungen festgehalten wird, haben alle bisher errichteten EEG-Anlagen noch für einen mehr oder weniger langen Zeitraum Anspruch auf eine Mindestvergütung von kumuliert rund 250 Mrd. Euro. Soweit mit den Investitionen in erneuerbare Energien der letzten Jahre privater Konsum oder private Investitionen nicht verdrängt worden sind, handelt es sich um eine binnenländische Zusatznachfrage mit positiven Wirkungen auf Wachstum und Beschäftigung (gesamtwirtschaftlich äquivalent zu Deficit Spending). Auch der Anstieg der Handelsbilanz-Überschüsse in den letzten Jahren könnte auf der Energiewende beruhen und muss nicht allein eine Folge anderer Wettbewerbsvorteile sein (zurückhaltende Lohnentwicklung, relative Schwäche des Euro gegenüber anderen Währungen etc.).

In den kommenden Jahren dürften die positiven Wachstumseffekte des EEG allerdings entfallen oder sich sogar in ihr Gegenteil verkehren. Dies liegt unter anderem an sinkenden spezifischen Ausgaben für EEG-Anlagen und gleichzeitig noch weiter steigenden jährlichen EEG-Umlagen. Es gibt daher plausible Gründe für die Vermutung, dass sich der bisher positive Wachstums- und Arbeitsplatzeffekt der Energiewende in den kommenden Jahren in sein Gegenteil verkehrt – es sei denn, neue volkswirtschaftlich über Schulden finanzierte Programme, etwa zur Förderung der Energieeffizienz oder einer Speicher-Infrastruktur, würden diesen Negativtrend umkehren.

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

12.1 Aussagen des Fortschrittsberichts

367. Der Fortschrittsbericht 2014 enthält zwei umfangreiche Kapitel mit Aussagen über die quantitative Höhe der Energiewende-Impulse für Wachstum, Investitionen und Beschäftigung. Die Aussagen beruhen teilweise auf einem Gutachten von GWS / EWI / Prognos (2014) für das BMWi, welches u.a. auf dem Modell PANTHA RHEI beruht und konkret die Zeiträume 2010-2013 und 2014-2020 betrachtet. Dabei werden zwei Szenarien miteinander verglichen: zum einen das sogenannte Energiewende-Szenario, das von 2010 bis 2013 auf der tatsächlichen Entwicklung basiert und ab 2014 die Entwicklung der Energiereferenzprognose von Prognos / EWI / GWS (2014) abbildet, und zum anderen das kontrafaktische Szenario, das die Entwicklung des Referenzszenarios aus den „Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung“ aus dem Jahr 2010 (Prognos / EWI / GWS, 2010) mit aktualisierten Rahmendaten enthält. Die Differenz zwischen den Szenarien wird dann als Nettoeffekt der Energiewende interpretiert. Das Gutachten beschränkt die gesamtwirtschaftlichen Betrachtungen auf den Ausbau der erneuerbaren Elektrizitätserzeugung und die energetische Gebäudesanierung.

368. Die für die gesamtwirtschaftliche Bewertung entscheidenden Aussagen finden sich in dem sehr umfangreichen GWS / EWI / Prognos Gutachten auf den Seiten 74 bis 89 und werden in Tabelle 4-31 auf S. 85 zusammengefasst.

- Im Zeitraum zwischen 2010 und 2013 ist das deutsche Bruttoinlandsprodukt (BIP) durch die Energiewende um 4,0 bis 14,7 Mrd. Euro oder 0,15 bis 0,57 % gestiegen. Die geringeren Werte beziehen sich auf das Jahr 2013. Der Wachstumsimpuls der Energiewende ist also zuletzt rückläufig, und zwar vor allem deshalb, weil die Ausrüstungsinvestitionen inzwischen kaum noch größer sind als im kontrafaktischen Szenario ohne Energiewende.
- Im Jahr 2013 verzeichnet die Energiewende einen zusätzlichen Beschäftigungsimpuls von nur noch 22.000 zusätzlichen Erwerbstätigen oder 0,05 %. Zwar wird der Beschäftigungsimpuls des EEG im Gutachten auf rund 260.000 Erwerbspersonen im Jahr 2013 beziffert, doch gibt es den größten Teil dieses Beschäftigungsimpulses auch im kontrafaktischen Szenario ohne Energiewende.

Gesamtwirtschaftliche Effekte

- In der Vorausschau bis zum Jahr 2020 wird der Zusatzbeitrag der Energiewende zum BIP in den verbleibenden Jahren des laufenden Jahrzehnts 3 Mrd. Euro nicht übersteigen. Gleiches gilt auch für den erwarteten zusätzlichen Beschäftigungsimpuls, der sich vor allem auf das Baugewerbe konzentriert (Folge der unterstellten energetischen Gebäudesanierung), während es insbesondere im Dienstleistungssektor zu einem Beschäftigungsrückgang kommen könnte.
- Im Zeitraum bis 2020 werden durch die Energiewende Energieimporte von bis zu 3 Mrd. Euro jährlich eingespart, was etwa 0,15 % der deutschen Importe oder 1 % des deutschen Außenbeitrags entspricht.

369. Im Fortschrittsbericht 2014 der Bundesregierung werden diese Ergebnisse genannt, doch ohne eine Bewertung. Aus Sicht der Expertenkommission nehmen sich die volkswirtschaftlichen Auswirkungen der Energiewende, des nach der Wiedervereinigung größten Modernisierungsprojekts der deutschen Volkswirtschaft, recht bescheiden aus: Die im Fortschrittsbericht ausgewiesenen volkswirtschaftlichen Effekte sind sehr gering, so dass fraglich ist, ob die Effekte in den beiden Szenarien wirklich verschieden sind oder noch im Bereich der statistischen Unsicherheit liegen, die es in allen gesamtwirtschaftlichen Modellen gibt.

12.2 Ungeeignete Gegenüberstellung von Szenarien

370. Die vermeintlich vernachlässigbaren gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen der Energiewende sind darauf zurückzuführen, dass in den Analysen für den Fortschrittsbericht 2014 im Zeitraum zwischen 2000 (dem Wirksamwerden des EEG) und 2010 (Beschluss der Bundesregierung zur Energiewende in Verbindung mit der Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke) keine Unterschiede zwischen den untersuchten Szenarien „Energiewende“ und „kontrafaktisches Szenarium“ getroffen werden.

371. Nun ist aber der Anteil der erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch bereits im Zeitraum 2000 bis 2010 kräftig (von 2,9 auf fast 10 %) gestiegen und die Strombereitstellung aus erneuerbaren Energien expandierte von 36 auf 105 TWh (BMWi, 2014h). Zweifellos dürften diese Entwicklungen nicht ohne gesamtwirtschaftliche Auswirkungen geblieben sein. Es ist daher

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

schlecht nachvollziehbar, warum die Bundesregierung dies nicht in ihre Betrachtungen einfließen lässt.

372. Die Expertenkommission ist über das Ergebnis überrascht, dass die Unterschiede zwischen den Szenarien vor allem in den frühen Perioden des Vergleichs größer sind als in späteren Jahren. Methodisch ist nicht ganz nachvollziehbar und intransparent beschrieben, inwieweit diese Differenzen tatsächlich allein durch die Beschlüsse zum Energiekonzept und zur Energiewende ausgelöst wurden.

12.3 Das EEG als zusätzlicher Nachfrageimpuls aus dem Inland

373. Trotz dieser Zweifel an den Aussagen des Fortschrittsberichts 2014 kann es hier nicht die Aufgabe sein, eine weitere quantitative Studie zu den gesamtwirtschaftlichen Wirkungen vorzulegen. Doch kann eine Skizze der volkswirtschaftlichen Zusammenhänge und der mit der Energiewende verbundenen makroökonomischen Wirkungszusammenhänge hilfreich sein. Die entsprechenden Überlegungen werden nachfolgend an Hand von groben Schätzwerten veranschaulicht, die jedoch nur approximativen Aussagegehalt haben.

374. Eine volkswirtschaftliche Analyse der Energiewende sollte mit dem Jahr 2000 beginnen. Obwohl die Energiewende formal erst im Jahr 2010 (mit der Verlängerung der Kernenergielaufzeiten) und dem Jahr 2011 (definitiver Ausstieg aus der Kernenergie bis 2022) begann, werden die mit dem EEG ausgelösten Investitions- und Kosteneffekte in der Öffentlichkeit mit dem Wandel der Elektrizitätserzeugung von fossilen zu erneuerbaren Energiequellen in Verbindung gebracht. Das kontrafaktische Szenarium würde dann auf der Annahme beruhen, dass es seit 2000 weder zu einer primärenergie- noch einer stromseitigen Vergrößerung des Anteils der erneuerbaren Energien gekommen sei. Seit dem Jahr 2000 überstiegen die vom Ausbau erneuerbarer Energien und den anderen energiepolitischen Maßnahmen jährlich ausgelösten Nachfrageeffekte (Investitionen, laufende Ausgaben für Wartung und Unterhalt der erneuerbarer Energien Anlagen, laufende Ausgaben für die Biogas-Bereitstellung etc.) die von den Letztverbrauchern und Steuerzahlern jährlich geleisteten Zusatzzahlungen für Energiedienstleistungen. Hierbei muss beachtet werden, dass die zusätzlichen Nachfrageimpulse nicht nur im Inland entstehen, sondern auch im Ausland. Dieser Effekt auf das Bruttoinlandsprodukt

und die Beschäftigtenzahlen wird im nachfolgenden Abschnitt 12.4 besprochen.

375. Besonders prominent sind hier die durch erneuerbare Energien ausgelösten Investitionen einerseits und die EEG-Umlage andererseits. Aus volkswirtschaftlicher Sicht wirkt das EEG ähnlich wie ein staatliches Deficit Spending Programm bzw. eine Ausweitung der staatlichen Neuverschuldung zwecks Ankurbelung der Wirtschaft: Die Investitionen in erneuerbare Energien und die anderen Energiewende bedingten Ausgaben werden überwiegend durch quasi öffentlich besicherte Kredite finanziert, nur dass der Schuldendienst im Fall des EEG nicht auf die künftigen Steuerzahler fällt, sondern auf die künftigen Elektrizitäts-Letztverbraucher.

376. Wenn man am Bestandsschutz für die gesetzlichen EEG-Vergütungen festhält, haben alle bisher errichteten EEG-Anlagen für insgesamt 20 Jahre Anspruch auf eine Mindestvergütung. Beschränkt man sich auf die Ende 2013 noch verbleibenden Zahlungsverpflichtungen, resultiert daraus kumuliert ein Gesamtbetrag von rund 250 Mrd. Euro – das aktuelle gesamtwirtschaftliche Kreditvolumen des EEG (entsprechend mehr als 10 % der offiziellen Staatsverschuldung Deutschlands). Die Summe errechnet sich aus der Bruttoförderung (sie hängt unter anderem ab von der jeweiligen Erzeugung aus erneuerbaren Energien) abzüglich der erwarteten künftigen Marktwerte der erzeugten Elektrizität. Diese Marktwerte hängen insbesondere ab von der erwarteten Day-ahead-Preisentwicklung. Die vorgenannten 250 Mrd. Euro beruhen auf einem 2 %-Preisanstieg pro Jahr auf 53 Euro/MWh (Baseload) im Jahr 2030.

377. Die Energiewende kann nur dann einen signifikanten Wachstumseffekt initiieren, wenn sie mit einer Zusatznachfrage verbunden ist. Deshalb muss die Frage geklärt werden, ob es sich um volkswirtschaftlich zusätzliche Investitionen handelt oder ob die mit den EEG-geförderten Investitionen andere Investitionen oder Konsumausgaben verdrängt werden. Dazu müssen mögliche Restriktionen bei den Produktionsfaktoren Arbeit und Kapital beachtet werden. Bei einer Knappheit an Fachkräften könnte der wirtschaftliche Impuls zu einer Verringerung anderer produktiver Aktivitäten im Inland führen. Ähnlich würde es sich bei einem Kapitalmangel verhalten (so genanntes Crowding-out). Sollte eine sorgfältige empirische Modellierung diese Sachverhalte als

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

relevant einschätzen, würden die folgenden Schlussfolgerungen nicht oder nur in abgeschwächter Form gelten.

378. Der Effekt einer volkswirtschaftlichen Zusatz-Nachfrage auf das Bruttoinlandsprodukt (BIP) ergibt sich aus dem so genannten Multiplikator-Effekt: Investitionen erzeugen nicht nur in den unmittelbar betroffenen Liefersektoren (Maschinenbau, Elektrotechnik, Bauwirtschaft, ...) eine zusätzliche Wertschöpfung, sondern in mehr oder weniger großem Umfang auch in allen anderen Sektoren. Leider finden sich im Fortschrittsbericht 2014 oder im GWS / EWI / Prognos Gutachten keine quantitativen Hinweise auf die sektoralen Multiplikatoren. Doch bei einem Multiplikator von größer als eins dürfte der bis Ende 2013 aggregierte volkswirtschaftliche Nettoeffekt des EEG auf die aggregierte Nachfrage kaum unter 300 Mrd. Euro liegen. Das sind etwa 10 % des nominalen BIP des Jahres 2013.

379. Diese Betrachtungen lassen vermuten, dass der Umbau der Energiewirtschaft mit einem deutlichen Wachstumsimpuls verbunden sein dürfte. Es könnte sogar sein, dass ein wesentlicher Teil des Wirtschaftswachstums der vergangenen Jahre durch das EEG und andere energiewirtschaftliche Investitionsprogramme verursacht wurde. Der Bundesregierung wäre zu empfehlen, diesem Sachverhalt noch einmal vertieft nachzugehen und über eine empirische makroökonomische Modellierung zu verifizieren.

12.4 Das EEG als zusätzlicher Nachfrageimpuls aus dem Ausland

380. Die bisherigen Betrachtungen beziehen sich ausschließlich auf die durch das EEG ausgelöste zusätzliche Inlandsnachfrage. Ein positiver Nachfrageeffekt kann aber auch Folge steigender Handelsbilanz-Überschüsse sein. In diesem Fall entsteht im Inland ein zusätzlicher Wachstumsimpuls mit den entsprechenden Arbeitsplätzen.⁴⁸ Eine volkswirtschaftliche Analyse der außenwirtschaftlichen Auswirkungen der Energiewende sollte also unbedingt danach fragen, in wie weit die in den letzten Jahren gestiegenen Handelsbilanz-

⁴⁸Dieser Wachstums- und Beschäftigungsvorteil erfolgt allerdings zu Lasten des Auslands, sofern die Handelsströme nicht den komparativen Spezialisierungsvorteilen entsprechen und damit global wachstumsfördernd sind.

Überschüsse auf die Energiewende zurückzuführen sind oder eine Folge anderer Wettbewerbsvorteile sind (zurückhaltende Lohnentwicklung, Schwäche des Euro gegenüber anderen Währungen, ...).

381. Der Fortschrittsbericht 2014 nennt eine Reihe von Einzelaspekten, die einen Einfluss auf den Außenbeitrag der deutschen Wirtschaft und die damit verbundenen Arbeitsplatzeffekte haben.

- Verminderte Importe fossiler Energien: Im volkswirtschaftlichen Kontext kommt es nicht auf die physischen Handelsvolumina, sondern die wertmäßigen Handelsvolumina an. In der letzten Zeit sind die Weltenergiepreise rückläufig. Sollte dies ein erstes Zeichen dafür sein, dass die deutsche Energiewende international nachgeahmt wird, dürfte der Außenbeitrag künftig noch stärker steigen als dies in den mengenmäßigen Importen zum Ausdruck kommt.
- Vermehrte Netto-Exporte durch Technologien für erneuerbare Energien und Energieeffizienz: Dem Fortschrittsbericht 2014 zufolge ist dieser Effekt vernachlässigbar, da den deutschen Exporten Importe in nahezu der gleichen Höhe gegenüberstehen.
- Vermehrte Importe als Folge des mit dem EEG und anderen energiebedingten Investitionen verbundenen binnenwirtschaftlichen Wachstumseffekts (Lokomotiv-Theorie). Dieser Aspekt wird im Gutachten von GWS / EWI / Prognos angesprochen aber nicht quantifiziert.

382. Für die volkswirtschaftliche Beurteilung entscheidend sind jedoch nicht diese Einzelaspekte, sondern die aggregierten Auswirkungen der Energiewende auf das außenwirtschaftliche Gleichgewicht. Aktuell verfügt Deutschland über einen stark positiven Außenbeitrag von mehr als 6 % des BIP. Laut Fortschrittsbericht wurden im Jahr 2012 durch die erneuerbaren Energien und die seit 1995 eingeleiteten Effizienzmaßnahmen Importe von rund 34 Mrd. Euro vermieden. Dies entspricht 1,2 % des BIP. Sollten mit der Energiewende keine negativen direkten oder indirekten Auswirkungen auf die Außenbilanz verbunden sein, wäre ein um den Multiplikatoreffekt vergrößerter Wachstumsbeitrag zu diagnostizieren.

383. Dem deutschen Exportüberschuss stehen spiegelbildlich in anderen Ländern negative Außenbeiträge gegenüber. Die bestehenden Ungleichgewichte

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

mögen noch tragbar sein, doch ist kaum zu erwarten, dass dies auch dann noch gilt, wenn Deutschland noch höhere Handelsbilanzüberschüsse erzielen sollte. Daher kann für die Zukunft kaum erwartet werden, dass der Außenbeitrag durch die Energiewende in den kommenden Jahren noch weiter steigen wird. Allerdings bedarf auch dieser Sachverhalt eingehender volkswirtschaftlicher Analysen, wobei nicht nur die internationalen Handels- und Dienstleistungsströme, sondern auch die anderen Komponenten der Zahlungsbilanz (z. B. laufende Übertragungen und Kapitalverkehr) einzubeziehen sind.

12.5 Empfehlungen

384. Es spricht einiges dafür, dass in den vergangenen Jahren der Umbau des Energiesystems in Deutschland mit deutlichen Wachstums- und Beschäftigungsimpulsen verbunden war. In den kommenden Jahren dürfte jedoch der positive Effekt des Außenbeitrags entfallen. Außerdem dürften die jährlichen EEG-Investitionen und laufenden erneuerbaren Energien Ausgaben voraussichtlich unter das Niveau der jährlichen EEG-Umlagen (abzüglich Marktwert EEG-Strom) fallen. Dies liegt

- an den tendenziell weiter steigenden jährlichen EEG-Umlagen
- an den sinkenden spezifischen Investitionsausgaben für EEG-Anlagen

Daher dürfte das mit dem EEG verbundene aggregierte gesamtwirtschaftliche Kreditvolumen in den kommenden Jahren sinken.

385. Es gibt daher plausible Gründe für die Vermutung, dass sich der bisher positive Wachstums- und Arbeitsplatzeffekt in sein Gegenteil kehrt. Die Situation wäre volkswirtschaftlich gleichbedeutend damit, dass die öffentlichen Haushalte mehr Steuern einnehmen als Ausgaben tätigen und damit ihre Schulden abbauen.

386. Um allfällige negative Wachstumseffekte der Energiewende zumindest vorübergehend umzukehren, bräuchte es einen neuen gesamtwirtschaftlichen Nachfrageimpuls. Man könnte hier etwa an Programme zur Förderung der Energieeffizienz, zur Förderung von Speichern und der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe / Elektromobilität denken. Wegen der Schuldenbremse kämen vermutlich nur Finanzierungskonzepte in Frage, die ähnlich wie beim EEG nicht direkt über die öffentlichen Haushalte erfolgen. Auf langfristige Sicht

Gesamtwirtschaftliche Effekte

werden allerdings auch hier spätere Generationen die finanziellen Lasten begleichen müssen – der volkswirtschaftliche Gegenwartsvorteil wird also in gewisser Weise durch künftige volkswirtschaftliche Wachstumseinbußen „erkauft“.

387. Die Energiewendekommission empfiehlt der Bundesregierung, die Beurteilung der gesamtwirtschaftlichen Effekte der Energiewende in ihren künftigen Monitoring- und Fortschrittsberichten stärker an Hand von makroökonomischen Überlegungen zu orientieren, wie das vorstehend skizziert ist. Außerdem sollte sich die Bundesregierung darum bemühen, beim langfristigen Umbau des Energiesystems und der Ausgestaltung der Instrumente die komplexe Dynamik der gesamtwirtschaftlichen Wirkungen explizit zu berücksichtigen.

13 Gesellschaftliche Wirkungen der Energiewende

Das Wichtigste in Kürze

Akzeptanz lediglich im Sinne einer positiven Bewertung durch den Bürger und eines ausbleibenden Widerstands gegen Energiewendeprojekte zu verstehen, greift zu kurz. Die Expertenkommission empfiehlt, den Akzeptanzbegriff mit Blick auf die Energiewende geeignet zu präzisieren und daran anknüpfend eine Bewertung der Situation vorzunehmen.

In ihrem Fortschrittsbericht 2014 präsentiert die Bundesregierung eine selektive Auswahl an Befragungsergebnissen, die allgemein hohe Zustimmungswerte zur Energiewende erkennen lassen – wenngleich mit abnehmender Tendenz. Mehr als zwei Drittel der Bürger äußern sich immer noch positiv zur Energiewende, auch wenn sie nach eigener Einschätzung aktuell die größten Lasten selbst tragen. Allerdings zeigen viele Umfragen auch eine Unzufriedenheit mit der Umsetzung der Energiewende.

Der seitens der Bundesregierung hervorgehobene Zusammenhang von Akzeptanz und der Entwicklung der Energiekosten ist durch Studien belegt, greift aber aus Sicht der Expertenkommission zu kurz. Es spielen alle Ziele des energiepolitischen Zieldreiecks - Bezahlbarkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit – eine Rolle. Hinzu kommen ein (eventuell nicht vorhandenes) Vertrauen in die Akteure der Energiewende sowie ein (gefühltes) Gerechtigkeitsdefizit. Hier könnte eine stärkere Einbindung der Bürger (Partizipation) helfen.

Die zweite Ebene der Akzeptanzproblematik steht in Verbindung mit einzelnen Maßnahmen, etwa dem Bau einer Hochspannungsleitung. Solche Projekte erzeugen bei einigen Bürgern das Gefühl, zugunsten der Energiewende einen individuell besonderen Nachteil tragen zu müssen. Die Bundesregierung hat in ihrem Fortschrittsbericht 2014 neue Maßnahmen zur Steigerung der Akzeptanz konkreter Projekte der Energiewende angekündigt. Aus Sicht der Expertenkommission lassen die Vorschläge jedoch einen analytischen Unterbau vermissen und sind oftmals auch wenig konkret. In diesem Sinne sollte die Akzeptanz der Energiewende nicht allein auf Basis von Umfrageergebnissen betrachtet werden, sondern auch Untersuchungen zu tatsächlichem Handeln umfassen.

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

388. Die gesellschaftlichen Wirkungen der Energiewende sind ein zentrales Element für deren Erfolg oder Misserfolg. Die folgenden Ausführungen beschränken sich auf Fragen der gesellschaftlichen Akzeptanz. Daneben gibt es vielfältige Verteilungswirkungen, die von großer Bedeutung sind und in der Zukunft von uns eingehender behandelt werden. In der letzten Stellungnahme wurde bereits das Problem der Energiearmut diskutiert.

13.1 Definition der Akzeptanz

389. Der Expertenkommission fehlt eine eindeutige, allgemeingültige Definition des Begriffs „Akzeptanz“, denn die Interpretationen dieses Begriffs reichen von der „Bereitschaft, etwas zu akzeptieren“ (Duden) über eine „zunächst bejahende oder tolerierende Einstellung von Personen oder Gruppen gegenüber normativen Prinzipien oder Regelungen, auf materiellem Bereich gegenüber der Entwicklung und Verbreitung neuer Techniken oder Konsumprodukte [...], die dann auch das Verhalten und Handeln, in dem sich diese Haltung ausdrückt einschließt“ (Brockhaus, 1986) bis hin zur „Eigenschaft einer Innovation, bei ihrer Einführung positive Reaktionen der davon Betroffenen zu erreichen.“ (Endruweit und Trommsdorff, 1989).

390. In einer Studie wird herausgearbeitet, dass „Akzeptanz“ als unzureichend definiert gelten muss, der Begriff in bzw. von der Politik jedoch „lediglich im Sinne einer positiven Bewertung und ausbleibendem Widerstand seitens der Bürger verstanden“ wird (RWTH Aachen, 2014). Diese Sichtweise erscheint jedoch „zu eng“, denn „die einfache Unterscheidung von Unterstützung (Akzeptanz) einerseits und Widerstand (fehlende Akzeptanz) andererseits [erlaubt] keinen hilfreichen analytischen Zugang zu dem Problem [...], da wichtige Differenzierungen auf diese Weise unberücksichtigt bleiben. Hilfreicher ist es, Akzeptanz in verschiedene Kategorien aufzuschlüsseln, die auf zwei Achsen einmal nach positiver bzw. negativer Bewertung und weiter zwischen aktivem Handeln und passiver Duldung unterscheiden“ (Walk et al., 2011).

391. Die Verbindung aus negativer Bewertung und aktivem Handeln führt dann zu offenem und möglicherweise organisiertem Widerstand, dem am anderen Ende des Spektrums aktive Unterstützung für das Projekt gegenüber steht. Daraus ergeben sich vier mögliche Verhaltensweisen: Unterstützung – Befürwortung – Ablehnung – Widerstand. (siehe Abb. 13-1)

Abb. 13-1: Spektrum von Bewertung und Handlung

Quelle: Eigene Darstellung nach Schweizer-Ries et al. (2010)

392. Die Expertenkommission hatte bereits in ihrer Stellungnahme zum Monitoring-Bericht 2013 darauf hingewiesen, dass Akzeptanz auf mehreren Ebenen von Bedeutung ist, die über folgende Aspekte adressiert werden sollte:

- Die allgemeine Einstellung zur Energiewende in Deutschland,
- die Zufriedenheit mit der Umsetzung der Energiewende sowie
- die Zustimmung zur Umsetzung der Energiewende im eigenen Umfeld.

393. Unter weitergehender Berücksichtigung der genannten Spektren von Bewertung und Handeln empfiehlt die Expertenkommission der Bundesregierung deshalb zunächst eine Definition des Begriffs Akzeptanz vorzunehmen, um dann eine entsprechende Bewertung vorzunehmen.

13.2 Studienüberblick

394. Unterzieht man die im Fortschrittsbericht der Bundesregierung zitierten Befragungen einer tiefergehenden Analyse, stellt man fest, dass die Bundesregierung an vielen Stellen nur eine sehr selektive Auswahl der Befragungsergebnisse präsentiert.

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

Der Studie des Bundesamt für Naturschutz im Auftrag des BMUB (BMUB / BfN, 2014) zufolge findet das Statement „Die Energiewende - hin zu einer überwiegenden Versorgung aus erneuerbaren Energien – ist richtig“ eine Zustimmung von 56 %. Im Vergleich zur Befragung 2011 ist die Zustimmung jedoch um 7 Prozentpunkte gesunken und damit deutlich zurückgegangen. Als Hauptgrund wird die Strompreisdebatte genannt. Die Zahlen ergeben insgesamt ein Bild der Zustimmung zum Ausbau von einzelnen Technologien im Spektrum der erneuerbaren Energien, sind jedoch „nur bedingt als Akzeptanzwerte für konkrete Projekte interpretierbar, da dafür die spezifischen Vor-Ort-Bedingungen und die mögliche (wahrgenommene) Betroffenheit in Betracht kommen, die in dieser allgemeinen Befragung nicht berücksichtigt werden konnten. Außerdem muss beachtet werden, dass auch eine quantitativ relativ kleine Gruppe von Ablehnern (zum Beispiel 7 % im Falle von Windkraft an Land) im politischen Prozess, bei Genehmigungsverfahren und in den (lokalen) Massenmedien eine durchaus wahrnehmbare Oppositionswirkung entfalten können.“

In der Umfrage der Forschungsgruppe Wahlen im Auftrag des BDEW (Forschungsgruppe Wahlen, 2014) findet die Aussage „Die Energiewende ist wichtig oder sehr wichtig“ eine Zustimmung von 89 %. Trotz dieser Unterstützung der Energiewende sieht die Bevölkerung in Deutschland die Art der Umsetzung teilweise kritisch. Nur 42 % meinen, dass die Energiewende „sehr gut“ oder „gut“ vorankomme. 56 % sind der Auffassung, die Energiewende komme „weniger gut“ oder „gar nicht gut“ voran.

Auch in der Forsa-Umfrage im Auftrag des vzbv (Forsa, 2013) findet die Aussage „Das Ziel der Energiewende ist richtig“ eine Zustimmung von 82 %. Demgegenüber stellt die Studie aber auch Ergebnisse dar, die auf Akzeptanzprobleme schließen lassen. Der Begriff „Energiewende“ wird demnach vor allem mit erneuerbaren Energien und dem Atomausstieg assoziiert. Jeder Fünfte äußert spontan auch Kritik. Weiterhin fühlt sich nur rund ein Viertel der Bürger gut informiert darüber, was die Energiewende für ihn persönlich bedeutet. Auch in Bezug auf die Umsetzung der Energiewende gibt es aktuell etwas mehr Kritiker als Befürworter, wobei die Bürger das aktuelle Tempo des Ausbaus der erneuerbaren Energien eher zu langsam finden als zu schnell. Nach den Nachteilen der Energiewende befragt dominiert das Thema Preissteigerung. Interessant ist zudem, dass auch diejenigen, die sich intensiver mit dem Thema auseinandergesetzt haben, die gleichen Nachteile sehen wie die weniger gut Informier-

Gesellschaftliche Wirkungen der Energiewende

ten. Für mehr als zwei Drittel der Bürger überwiegen bei der Energiewende die Vorteile, auch wenn sie nach eigener Einschätzung aktuell die größten Lasten selbst tragen. Dennoch glaubt eine große Mehrheit, dass die Energiewende nur mit Einschränkungen umgesetzt werden kann. Leider geht die Bundesregierung auf diese zusätzlichen Erkenntnisse nicht ein und entwickelt daraus auch keine Strategie zum Umgang mit Akzeptanzdefiziten.

395. Neben diesen von der Bundesregierung zitierten Studien liegen weitere Studien zum Thema Akzeptanz der Energiewende vor, die im Fortschrittsbericht 2014 keine Berücksichtigung finden. Da die Kriterien, nach denen die Bundesregierung ihre Studiena Auswahl getroffen hat, nicht bekannt sind, sollen im Folgenden noch weitere Ergebnisse präsentiert werden, die insbesondere auch den Aspekt der Umsetzung der Energiewende im eigenen Umfeld adressieren und somit eine weitere Wirkungsebene von Akzeptanz der Energiewende in Deutschland beleuchten.

396. Eine Umfrage von TNS Emnid im Auftrag der Agentur für Erneuerbare Energien (TNS Emnid, 2014) bzw. im Auftrag der Initiative Erneuerbare Energiewende Jetzt! (TNS Emnid, 2013) ist der Frage nachgegangen, wie hoch die Akzeptanz von erneuerbaren Energien Anlagen in der unmittelbaren Nachbarschaft der Befragten ist. Demnach gaben in der aktuellen Umfrage (Stand 10/2014) 72 % der Befragten an, dass sie die Stromerzeugung mittels eines Solarparks in ihrer Nachbarschaft „gut“ oder „sehr gut“ fänden; 61 % würden Windkraftanlagen, 39 % Biogasanlagen in ihrer Umgebung gut/sehr gut heißen. Im Falle von Kraftwerken verringert sich die Zustimmung stark (Gas 27 %, Kohle 11 %, Atom 5 %). Eine deutlich höhere Akzeptanz herrscht bei denjenigen Befragten, die über eine „persönliche Vorerfahrung“ verfügen. Insgesamt zeigen die Ergebnisse, eine im Vergleich zu 2013 merklich gestiegene Akzeptanz für Solar-, Windkraft und Biomasse-Anlagen bei Befragten mit Vorerfahrung. Dennoch ist erkennbar, dass sich insgesamt rund ein Drittel der Befragten generell gegen erneuerbare Energien Anlagen in ihrer Umgebung aussprechen, wengleich insgesamt 92 % der Befragten den Ausbau erneuerbarer Energien allgemein unterstützen.

397. Dieser vermeintliche Widerspruch kann zum Problem werden, weil bereits „eine quantitativ relativ kleine Gruppe von Ablehnern im politischen Prozess, bei Genehmigungsverfahren und in den (lokalen) Massenmedien eine

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

durchaus wahrnehmbare Oppositionswirkung entfalten können“, wie es in der Naturbewusstseinsstudie des BfN heißt. Auch die genannte VDI-Studie weist darauf hin, dass bei standortbezogenen Akzeptanzproblemen in erster Linie die aktiv ablehnend eingestellten Akteure wahrnehmbar sind. Der Anteil der Befragten, die eine erneuerbare Energien Anlage in ihrer Nachbarschaft ablehnen, besitzt folglich ein großes Potenzial zum bürgerlichen Protest und damit zu einer Verschärfung von Akzeptanzproblemen.

398. Eine weitere Studie, der GfK Global Green Index (GfK, 2014), identifiziert eine schwindende Akzeptanz für die Umsetzung der Energiewende. Die Autoren machen dies unter anderem an der Bereitschaft der Befragten fest, einen Aufpreis für Ökostrom zu bezahlen. Insgesamt 46 % würden zusätzliche Kosten für erneuerbaren Strom akzeptieren, das sind etwa 10 % weniger als 2011, dem Jahr der Fukushima-Katastrophe. Die Zustimmung für neue Stromtrassen im unmittelbaren Wohnumfeld ist laut der Studie ebenfalls stark rückläufig: 2011 waren es den Angaben zufolge 75 %, drei Jahre später nur noch 62 %. Die Akzeptanz für Windenergieanlagen in der Nachbarschaft ist im selben Zeitraum von mehr als 70 auf unter 60 % gesunken.

399. Diese Form der Ablehnung ausschließlich mit dem bekannten Nimby-Phänomen (Not in my backyard) erklären zu wollen, würde die Motivationsvielfalt hinter den Einwänden jedoch ausblenden. Zudem ist nicht definiert, wie weit sich der „backyard“ erstreckt. Studien zeigten, dass die Nähe oder Entfernung der eigenen Wohnung nicht mit Ablehnung oder Unterstützung korreliert. Vielmehr bewerten gerade diejenigen Bürger, die näher an Windenergieanlagen wohnen, diese positiver als weiter entfernt wohnende Bürger. Weiterhin können sich über die Dauer von Projekten die Einstellungen ändern: Zum Baustart ist die Ablehnung in der Regel größer – auch diese Dynamik erfasst der Nimby-Begriff nicht. Dieser wichtige Aspekt aus dem Themenfeld der Akzeptanz findet im Fortschrittsbericht 2014 leider keine Beachtung.

13.3 Akzeptanzproblematik aus Sicht der Expertenkommission

400. Aus Sicht der Expertenkommission sollten beim Thema Akzeptanz mehrere Ebenen unterschieden werden. Eine Ebene ist die Personengruppe, die einzelne Maßnahmen der Bundesregierung ablehnt, weil sie dadurch individuelle Nachteile erwartet und demnach aus Gründen der individuellen, negativ

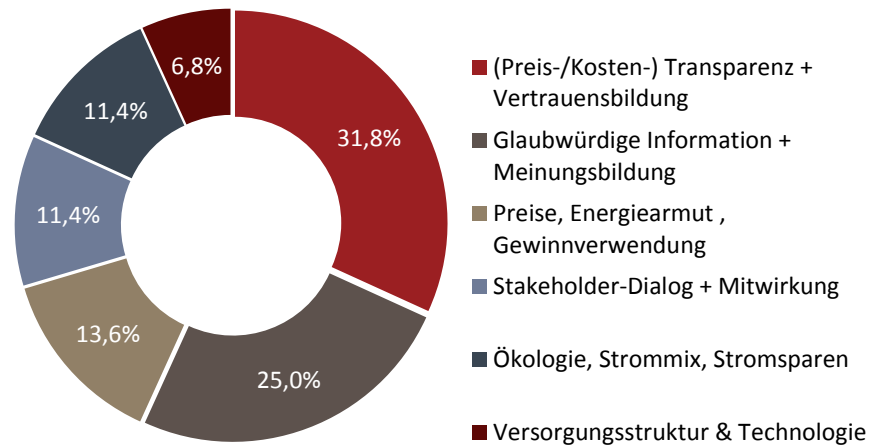
Gesellschaftliche Wirkungen der Energiewende

empfundenen Betroffenheit ablehnend reagiert. Eine andere Ebene stellen Personen dar, die generelle Vorbehalte gegenüber der Energiewende haben, ohne direkt und unmittelbar Nachteilen ausgesetzt zu sein. Die Lösung der Akzeptanzproblematik im Sinne einer Akzeptanzförderung dieser zweitgenannten Gruppe kann sich an den Zielen des energiepolitischen Zieldreiecks - Bezahlbarkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit - orientieren, und sollte um die Aspekte Vertrauen in die Akteure sowie die (gefühlte) Gerechtigkeit ergänzt werden.

401. Der Fortschrittsbericht 2014 der Bundesregierung sieht die generelle Akzeptanz der Energiewende zu einem großen Teil von der Bezahlbarkeit der Energie abhängig, wie dies auch in mehreren Akzeptanzstudien herausgearbeitet wird. Jüngste Befragungen der TU Berlin von Kunden mehrerer Stadtwerke in unterschiedlichen Regionen Deutschlands zeigen ein differenzierteres Bild: Stellt man die Frage nach der Bedeutung einzelner Aspekte für die Akzeptanz der Energiewende in einer offenen Form, so steht die Bezahlbarkeit an erster Stelle, gefolgt von Umwelt und Sicherheit (siehe Abb. 13-2). Gibt man jedoch in den Umfragen die Kriterien des Zieldreiecks in konkreten Formulierungen vor, so landet die Versorgungssicherheit mit weitem Abstand an erster Stelle. Dies lässt sich dahingehend interpretieren, dass die Bezahlbarkeit aus emotionaler Sicht derzeit das primäre Problem ist, während eine unzuverlässige Energieversorgung zurücksteht, weil kaum ein Bürger bisher entsprechende Erfahrungen machen müssen. Käme es allerdings einmal zu einer ernsthaften Versorgungskrise, wäre es wahrscheinlich schnell umgekehrt. Die Wahrnehmung von möglichen Versorgungsstörungen durch die Bevölkerung könnte sich als ein Damoklesschwert der Energiewende-Akzeptanz herausstellen.

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

Abb. 13-2: Relevanz von Aspekten der Elektrizitätsversorgung



Quelle: Gräbig und Preiß (2014); Ergebnisse eines explorativen Kunden-Workshops, den die TU Berlin gemeinsam mit einem Verteilnetzbetreiber in 2014 durchgeführt hatte. Dargestellt sind insgesamt 88 Nennungen auf die offene Frage: „Was motiviert Sie, sich für Kundenbeteiligung bei einem Stromnetzbetreiber zu interessieren?“

402. Daneben wird das Thema „Partizipation“ in Befragungen der TU Berlin sehr hoch gewichtet. Die Befragten bewerten dies sogar teilweise höher als den Umweltschutz, und dies unabhängig von der Art der Befragung. Die Sehnsucht vieler Bürger nach mehr Partizipation erklärt sich einerseits durch ein geringes Vertrauen in die Akteure der Energiewende (siehe Abb. 13-2), andererseits durch ein öffentlich empfundenes Transparenzdefizit einer zunehmend komplexen und schwer durchschaubaren Branche. Eventuell steht das Partizipationsbedürfnis auch in Verbindung mit einer gefühlten Gerechtigkeitslücke, die darauf beruhen könnte, dass die Normalbürger nicht über eine schlagkräftige Lobby verfügen, die sie vor „Ausbeutung durch die Rentensucher“ schützt (Olson-Argument der Rent-seeking-Society). Die Bundesregierung kann diesem Akzeptanzproblem entgegenwirken, indem sie standhafter als bisher Lobbyinteressen zurückweist, wobei dies natürlich öffentlich wahrnehmbar sein muss.

403. Einige Umfragen haben auch gezeigt, dass sich viele Befragte ein höheres Tempo bei der Umsetzung der Energiewende wünschen. Hier und in anderen Fällen kann das Monitoring der Energiewende einen Beitrag zur Akzeptanz

Gesellschaftliche Wirkungen der Energiewende

leisten, indem die Bundesregierung plausibel und nachvollziehbar darstellt, aus welchen Gründen ein höheres Tempo beim Ausbau der erneuerbaren Energien schwierig oder unmöglich ist. Ähnlich kann das Monitoring bei anderen öffentlich diskutierten Kritikpunkten vorgehen. Aus Sicht der unabhängigen Expertenkommission ist aber unbedingt darauf zu achten, dass die Bundesregierung den Monitoring-Prozess nicht zu einer Kampagne für ihre Energiepolitik benutzt. So etwas dürfte sehr schnell das Vertrauen zerstören, welches eine wesentliche Voraussetzung dafür ist, dass die Erklärungen der Bundesregierung zu den Schwierigkeiten und Konflikten bei der Umsetzung der Energiewende überzeugen.

404. Die zweite Ebene der Akzeptanzproblematik steht in Verbindung mit einzelnen Maßnahmen, etwa dem Bau einer Hochspannungsleitung, die bei einigen das Gefühl erzeuge, zugunsten der Energiewende einen individuell besonderen Nachteil tragen zu müssen. Die Bundesregierung hat in ihrem Fortschrittsbericht 2014 neue Maßnahmen zur Steigerung der Akzeptanz konkreter Projekte der Energiewende angekündigt. Aus Sicht der Expertenkommission lassen diese Vorschläge jedoch vielfach einen analytischen Unterbau vermissen und bleiben oftmals auch wenig konkret.

405. Die stärkere Einbeziehung der Öffentlichkeit beim Netzausbau über formelle Verfahren und informelle Dialoge können zu einem besseren Informationsfluss zwischen den Akteuren der Energiewende und den betroffenen Bürgern beitragen, aber es ist offen, ob dies auch die Akzeptanz umstrittener Projekte befördert. Die Expertenkommission empfiehlt der Bundesregierung, eine Untersuchung zu beauftragen mit dem Ziel, die mit Dialogen und ähnlichen „weichen“ Maßnahmen verbundenen Wirkungen auf Akzeptanz der Bürger zu analysieren. Dabei könnte vielleicht auch eine Erfolgskontrolle von Plakat- und Anzeigenaktionen erfolgen, um die Wirksamkeit solcher Aktionen in Zukunft zu verbessern.

406. Wenn man allerdings die Erkenntnis der BfN-Studie zugrunde legt, wonach bessere Information allein nicht ausreicht, um die Ablehnung einzelner Projekte zu überwinden, greifen Dialoge und ähnliches zu kurz. Es sollten die Gründe für die Betroffenheit konkreter Energiewende-Projekte stärker in den Mittelpunkt der Bemühungen gerückt werden. Dabei können gut durchdachte Partizipationskonzepte eventuell hilfreich sein, um die fehlende Akzeptanz zu

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

überwinden. Auf diese Weise konnte beispielsweise in vielen Fällen der Widerstand gegen Windparks im ländlichen Raum überwunden werden. Allerdings gibt es auch gegenteilige Erfahrungen. Die Bundesregierung sollte untersuchen lassen, ob dies an einem im konkreten Fall schlecht ausgestalteten Partizipationsmodell gelegen hat oder ob Partizipationsmodelle selbst unter bestimmten Bedingungen an Grenzen stoßen.

407. Zudem ist zu beachten, dass Umfragen zur Unterstützung der Energiewende auf Bewertungen basieren, denen nicht zwingend ein aktives Handeln der Befragten folgen muss. Einschätzungen werden nämlich in einem hypothetischen Kontext erhoben, kein Teilnehmer wird genötigt, sich tatsächlich entsprechend zu verhalten. Eine geäußerte positive Einstellung etwa zur Energiewende muss daher nicht zwingend bedeuten, dass die Bürger auch bereit sind, gegebenenfalls persönliche Einschränkungen für deren Umsetzung in Kauf zu nehmen. Reales, effektives Handeln kann also durchaus anders aussehen. Dieses mögliche Auseinanderfallen von bekundeten und offenbarten Präferenzen sollte in künftigen Überlegungen zur Akzeptanz berücksichtigt werden.

13.4 Verteilungsdimensionen

408. Während der Fortschrittsbericht 2014 keine gesonderten Ausführungen zu den Verteilungswirkungen der mit der Energiewende verbundenen Maßnahmen enthält, hatte die Expertenkommission im vergangenen Jahr eine ausführliche Analyse von zwei Verteilungsaspekten vorgelegt. Neben der besonderen Ausgleichsregelung zugunsten der energieintensiven Industrie wurden die Auswirkungen steigender Energieausgaben auf die privaten Haushalte sowie die damit verbundene Gefahr der Energiearmut diskutiert.

409. Die Expertenkommission ist der Ansicht, dass sich die möglichen Verteilungswirkungen der Energiewende nicht allein auf die beiden vorstehenden Aspekte beschränken. Der Expertenkommission ist bewusst, dass es auch nicht-monetäre oder indirekt wirkende Verteilungseffekte gibt. Wenn man das Thema gleichwohl auf den monetären Aspekt beschränkt, gelangt man zumindest auf die folgenden Problembereiche:

- Energieintensive Branchen: Die Verteilungswirkungen werden von einem breiten Spektrum von Instrumenten beeinflusst. Dazu gehört nicht nur die

Gesellschaftliche Wirkungen der Energiewende

gerade neu geregelte besondere Ausgleichsregelung, sondern auch Stromsteuerrabatte, reduzierte Netzentgelte, Ausgleich von emissionshandelsbedingten Strompreiserhöhungen und vieles mehr. Der Fortschrittsbericht 2014 gibt unter Abschnitt III.4.1.5 eine Aufzählung der verschiedenen Maßnahmen, doch wäre eine systematische Wirkungsanalyse notwendig. Dabei sollten sowohl die aggregierte Wirkung der Maßnahmen auf einzelne Unternehmen wie auch eine vergleichende Wirkungsanalyse zwischen verschiedenen Unternehmen der gleichen Branche vorgenommen werden.

- Von Energiearmut betroffene Haushalte: Die Expertenkommission empfiehlt, den sogenannten „High Cost/Low Income“ (HCLI) Ansatz als Indikator zur Messung der Energiearmut zu verwenden. Demnach wird ein privater Haushalt als von Energiearmut gefährdet definiert, wenn sein Ausgabenanteil für Energie über den Medianausgaben und gleichzeitig sein verfügbares Äquivalenzeinkommen nach Abzug der Energieausgaben unterhalb der offiziellen Armutsgrenze von derzeit knapp 1.000 Euro/Monat liegt.
- Interpersonelle Verteilung: Bei den Verteilungswirkungen auf Haushalte ist nicht nur die Energiearmut zu thematisieren, sondern auch andere Aspekte wie beispielsweise die Verteilung der Energiewende-Kosten zwischen jungen und alten Personengruppen oder – wohl politisch noch wichtiger – zwischen Wohnungsbesitzern und Mietern.
- Verteilung zwischen Energieverbrauchern mit und ohne Eigenerzeugung: Dies stellt einen verteilungspolitisch potentiell besonders brisanten Sachverhalt dar. Mit der jüngsten EEG-Novelle wird die EEG-Umlage teilweise auch für die selbst verbrauchte Elektrizität erhoben. Der Fortschrittsbericht 2014 bewertet diese Neuregelung als „insgesamt ausgewogen“, doch sind die neuen Regelungen komplex mit diversen Ausnahmen und Sonderstatbeständen verbunden.
- Verteilung zwischen Stadt und Land: Über das EEG besteht weiterhin der Grundsatz fort, dass tendenziell die Bürger und Mieter in den Großstädten milliardentransfers an die zumeist süddeutschen „Solarbauern“ leisten.

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

- Verteilung zwischen Bundesländern: Der BDEW veröffentlicht regelmäßig Nettotransfers zwischen Bundesländern, die mit dem EEG verbunden sind (zuletzt am 24.02.2014). Im Jahr 2013 betrug der Saldo der EEG-Zahlungsströme für Nordrheinwestfalen – 3 Mrd. Euro und für Bayern + 1 Mrd. Euro. Das sind durchaus verteilungspolitisch relevante Größenordnungen.
- Verteilung innerhalb der Elektrizitätswirtschaft: Die im Rahmen der Energiewende ergriffenen bzw. geplanten Maßnahmen sind auch mit Verteilungseffekten innerhalb der Elektrizitätswirtschaft verbunden. Man denke an die Auswirkungen von Market Splitting, Merit-Order-Effekt und eventuell den Kapazitätsmarkt.

Diese Übersicht zeigt, dass in den künftigen Monitoring-Berichten auf diese unterschiedlichen Aspekte eingegangen werden sollte. Hierzu sind gegebenenfalls gesonderte Untersuchungsaufträge zu prüfen.

14 Literatur

- AbLaV, 2012. Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten. Bundesregierung, Berlin.
- Angrist, J.D., Pischke, J.-S., 2010. The Credibility Revolution in Empirical Economics: How Better Research Design is Taking the Con out of Econometrics. *Journal of Economic Perspectives* 24, S. 3–30.
- BAFA, 2014. Website des BAFA: Heizen mit Erneuerbaren Energien. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle.
- BAYRVR, 2014. Staatsregierung: Gesetzentwurf zur Änderung der Bayerischen Bauordnung (BayBO) und des Gesetzes über die behördliche Organisation des Bauwesens, des Wohnungswesens und der Wasserwirtschaft (OrgBauWasG) eingebracht. Abrufbar unter <http://bayrvr.de/2014/05/27/staatsregierung-gesetzentwurf-zur-aenderung-der-bayerischen-bauordnung-baybo-und-des-gesetzes-ueber-die-behoerdliche-organisation-des-bauwesens-des-wohnungswesens-und-der-wasserwirtschaft-orgbauw-eing> [20.11.2014].
- BDH, 2011. Wechselwirkungen von EnEV und EEWärmeG. Bundesverband Deutschland Haus-, Energie- und Umwelttechnik e.V.
- Bickel, P., Kelm, T., 2013. Evaluierung der inländischen KfW-Programme zur Förderung Erneuerbarer Energien im Jahr 2012. Stuttgart, 2013.
- BlmschG Änderung, 2014. Gesetzentwurf der Bundesregierung. Entwurf eines Zwölften Gesetzes zur Änderung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes. Deutscher Bundestag, Drucksache 18/2442 18. Wahlperiode, 01.09.2014.
- Biokraft-NachV, 2012. Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung vom 30. September 2009 (BGBl. I S. 3182), die zuletzt durch Artikel 2 der Verordnung vom 26. November 2012 (BGBl. I S. 2363) geändert worden ist.
- BMBF, 2012. Bundesbericht Forschung und Innovation 2012. Bundesministerium für Bildung und Forschung.
- BMBF, 2014. Bundesbericht Forschung und Innovation 2014. Bundesministerium für Bildung und Forschung.
- BMF, 2013. Achtzehnter bis Vierundzwanzigster Subventionsbericht. Berichte der Bundesregierung über die Entwicklung der Finanzhilfen des Bun-

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

des und der Steuervergünstigungen für die Jahre 1999 - 2014. Bundesministerium der Finanzen, Berlin.

BMU, 2012a. Erfahrungsbericht zum Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG-Erfahrungsbericht). Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin.

BMU, 2012b. Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Leitstudie 2012.

BMU, 2014. Marktanzreizprogramm für erneuerbare Energien im Wärmemarkt, Bilanz 2013. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Abrufbar unter <http://www.erneuerbare-energien.de> [20.11.2014].

BMUB, 2014a. Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 - Eckpunkte des BMUB. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, Berlin.

BMUB, 2014b. Aktionsprogramm Klimaschutz 2020, Entwurf vom 12.11.2014. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, Berlin.

BMUB / BfN, 2014. Naturbewusstsein 2013 - Bevölkerungsumfrage zu Natur und biologischer Vielfalt, Berlin/Bonn. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit und Bundesamt für Naturschutz.

BMVBS, 2013a. Maßnahmen zur Umsetzung der Ziele des Energiekonzepts im Gebäudebereich: Zielerreichungsszenario.

BMVBS, 2013b. Die Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung (MKS). Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung.

BMW i, 2013a. Evaluierung wirtschaftspolitischer Fördermaßnahmen als Element einer evidenzbasierten Wirtschaftspolitik. Wissenschaftlicher Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie.

BMW i, 2013b. Bundesbericht Energieforschung 2013. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie.

BMW i, 2014a. Monitoring „Energiewende“ - Erster Fortschrittsbericht. ENTWURF (Stand: 12. November 2014). Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.

BMW i, 2014b. Zentrale Vorhaben Energiewende für die 18. Legislaturperiode (10-Punkte-Energie-Agenda des BMW i). Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.

Literatur

- BMWi, 2014c. Herausforderungen für eine kosteneffiziente Energiewende. Abrufbar unter <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Erneuerbare-Energien/eeg-reform,did=616830.html> [03.03.2014]. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.
- BMWi, 2014d. Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), Stand: August 2014. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.
- BMWi, 2014e. Ein Strommarkt für die Energiewende. Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch). Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin.
- BMWi, 2014f. Bundesbericht Energieforschung 2014. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.
- BMWi, 2014g. EEG in Zahlen: Vergütungen, Differenzkosten und EEG-Umlage 2000 bis 2015. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Abrufbar unter http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/eeg-in-zahlen-xls.xlsx;jsessionid=CBE70257B4CA218E583C9F844C6E8A46?__blob=publicationFile&v=4 [11/2014].
- BMWi, 2014h. Erneuerbare Energien im Jahr 2013. Erste vorläufige Daten zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland auf der Grundlage der Angaben der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat). Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin.
- BMWi / BMU, 2010. Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, Berlin, 28. September 2010. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie und Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- BNetzA, 2014a. Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur. Bundesnetzagentur, Bonn, Abrufbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/Kraftwerksliste_2014.xlsx [07/2014].
- BNetzA, 2014b. Veröffentlichung Zu- und Rückbau - Kraftwerksliste. Bundesnetzagentur, Bonn, Abrufbar unter <http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachg>

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

ebie-
te/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerkliste/Veroeff_zuUndRueckbau_2014.xls [07/2014].

BNetzA, 2014c. EnLAG-Monitoring. Stand zum Ausbau von Energieleitungen nach dem Energieleitungsausbaugesetz zum dritten Quartal 2014. Bundesnetzagentur, Bonn.

BNetzA, 2014d. Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a Absatz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes zu den Erfahrungen mit der Anreizregulierung. Drucksache 18/536, Deutscher Bundestag. Bundesnetzagentur, abrufbar unter <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/18/005/1800536.pdf> [11/2014].

BNetzA/BKartA, 2013. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, Bonn.

Böhringer, C., 1999. Die Kosten von Klimaschutz - Eine Interpretationshilfe für die mit quantitativen Wirtschaftsmodellen ermittelten Kostenschätzungen, Zeitschrift für Umweltpolitik und Umweltrecht (ZfU) (22)3, 369-384.

Brockhaus, 1986. Brockhaus. 24 Bände, 19. Auflage, Mannheim, 1986.

Bundesrat, 2011. Gesetz zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Bundesrat Drucksache 392/11 (Beschluss), 08.07.2011.

Bundesregierung, 2009. Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung.

BVK, 2014. BVK-Statistiken. Abrufbar unter http://www.bvkap.de/privateequity.php/cat/42/title/Aktuelle_Statistiken[06.03.2014]. Bundesverband Deutscher Kapitalbeteiligungsgesellschaften e.V.

CEPS, 2014. Composition and Drivers of Energy Prices and Costs in Energy Intensive Industries, Final Report for the European Commission.

Cludius, J., Hermann, H., Matthes, F., Graichen, V., 2014. The Merit Order Effect of Wind and Photovoltaic Electricity Generation in Germany 2008-2016: Estimation and Distributional Implications. Ökoinstitut e.V. Abrufbar unter <http://www.oeko.de/oekodoc/2025/2014-610-en.pdf> [11/2014], Berlin.

Literatur

- Dechezleprêtre, A., Gennaioli, C., Martin, R., Muûls, M., 2014. Searching for carbon leaks in multinational companies, Centre for Climate Change Economics and Policy Working Paper No. 187.
- dena, 2013. Strategieplattform Power to Gas, Eckpunktepapier: Der Beitrag von Power to Gas zur Erreichung der energiepolitischen Zielstellungen im Kontext der Energiewende, Berlin.
- Destatis, 2012a. Staatliche Haushalte: Einnahmen der Stadtstaaten aus Konzessionsabgaben 2000 bis 2009. Wiesbaden, 2012. Statistisches Bundesamt.
- Destatis, 2012b. Jahresrechnungsergebnisse der kommunalen Haushalte. Aufgabenbereich Wirtschaftliche Unternehmen, allgemeines Grund- und Sondervermögen, Einnahmen aus Konzessionsabgaben. Wiesbaden, 2012. Statistisches Bundesamt.
- Destatis, 2014a. Staat & Gesellschaft - Wohnen: Haushalte zur Miete und im Wohneigentum nach Anteilen und Wohnfläche. Statistisches Bundesamt.
- Destatis, 2014b. Gesamtwirtschaft und Umwelt - Außenhandel. Statistisches Bundesamt, Wiesbaden. Abrufbar unter <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesamtwirtschaftUmwelt/Aussenhandel/Handelswaren/Aktuell.html> [22.11.2014].
- Destatis, 2014c. Erhebung über Stromabsatz und Erlöse der Elektrizitätsversorgungsunternehmen im Jahr 2013. Statistisches Bundesamt, Wiesbaden.
- Destatis, 2014d. Finanzen und Steuern. Stromsteuern. Fachserie 14 Reihe 9.7. Statistisches Bundesamt, Wiesbaden.
- DIW, 2014. Verkehr in Zahlen 2013/14. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Berlin.
- Ecofys / Fraunhofer ISI, 2014. Strompreise und ihre Komponenten - ein internationaler Vergleich.
- EEG, 2014. Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das durch Artikel 4 des Gesetzes vom 22. Juli 2014 (BGBl. I S. 1218) geändert worden ist.
- EEG Erfahrungsbericht, 2014. Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG. Vorhaben Ilc Solare Strahlungsenergie, Wissenschaftlicher Bericht. im Auftrag des Bundesminis-

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

teriums für Wirtschaft und Energie, Stuttgart, Kassel, Hannover, Nürnberg.

Einig, K., Zaspel, B., 2013. Windkraft-Anlagendichte in Raumordnungsgebieten im Spiegel des Raumordnungsplan-Monitors. Vortrag beim 5. Dresdener Flächennutzungssymposium, Dresden. 05.06.2013.

Einig, K., Zaspel-Heisters, B., 2014. Windenergieanlagen und Raumordnungsgebiete, BBSR-Analysen KOMPAKT: Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR, Hrsg.), 2014.

e-mobil, 2014. Landesagentur für Elektromobilität Brennstoffzellentechnologie Baden-Württemberg GmbH, Cluster Brennstoffzelle BW c/o e-mobil BW GmbH, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH: Die Rolle von Wasserstoff in der Energiewende. Entwicklungsstand und Perspektiven, Stuttgart.

Endruweit, G., Trommsdorff, G., 1989. Das Wörterbuch der Soziologie. UVK Verlagsgesellschaft, 1. Auflage, Konstanz 1989.

EnEV, 2014. Zweite Verordnung zur Änderung der Energieeinsparverordnung.

EPO, 2013. EPO Worldwide Patent Statistical Database (PATSTAT). Abrufbar unter http://www.epo.org/searching/subscription/raw/product-14-24_de.htm [06.03.2014]. Europäisches Patentamt.

EREC, 2014. Datenbank des Green-X-Projekts des European Renewable Energy Council. European Renewable Energy Council, Herunterladbar unter www.green-x.at/RS-potentials-overview.php [11/2014].

EU-Kommission, 2013. Staatliche Beihilfe SA.33995 (2013/C) (ex 2013/NN) – Deutschland. Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und Begrenzung der EEG-Umlage für energieintensive Unternehmen. Europäische Kommission. Abrufbar unter http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/251153/251153_1501211_15_2.pdf [11/2014], Brüssel.

EU-Kommission, 2014a. Verfahren für die Berechnung der Lebenszyklustreibhausgasintensität von Kraftstoffen und Energieträgern und die Berichterstattung darüber durch Kraftstoffanbieter zu dem Vorschlag für eine Richtlinie des Rates zur Festlegung von Berechnungsverfahren und Anforderungen an die Berichterstattung gemäß der Richtlinie 98/70/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über die Qualität von Otto- und Dieselmotoren. COM(2014) 617 final/2 ANNEXES 1 to 4, Brüssel.

Literatur

- EU-Kommission, 2014b. Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020 (2014/C 200/01) (Amtsblatt der Europäischen Union). Europäische Kommission, Brüssel.
- EU-Kommission, 2014c. Energy Prices and Cost Report.
- EU-Kommission, 2014d. Energy Economic Developments in Europe.
- EUWID, 2014. Neue Energien, Kalkulation der EEG-Umlage: ÜNB erwarten Erneuerbaren-Zubau von 6,9 GW im Jahr 2015. Ausgabe vom 22.10.2014, Jahrgang 7.
- EWK, 2012. Löschel, A., Erdmann, G., Staiß, F., Ziesing, H.-J.: Stellungnahme zum ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2011, Expertenkommission zum Monitoring-Prozess Energie der Zukunft. Berlin, Mannheim, Stuttgart.
- EWK, 2014. Löschel, A., Erdmann, G., Staiß, F., Ziesing, H.-J.: Stellungnahme zum ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2012, Expertenkommission zum Monitoring-Prozess Energie der Zukunft. Berlin, Mannheim, Stuttgart.
- Fleury, A., Filter, S., Güthert, C., 2011. Energieszenarien aus der Sicht eines Energieversorgungsunternehmens, in: Dieckhoff, C., Fichtner, W., Grunwald, A., Meyer, S., Nast, M., Nierling, L., Renn, O., Voß, A., Wietzel, M. (Eds.), Energieszenarien Konstruktion, Bewertung Und Wirkung - "Anbieter" Und "Nachfrager" Im Dialog. KIT Scientific Publishing, Karlsruhe.
- Flues, F., Lutz, B., 2014. The Effect of Electricity Taxation on the German Manufacturing Industry, Mimeo, ZEW, Mannheim.
- Forsa, 2013. Forsa im Auftrag des Verbraucherzentrale Bundesverband, Verbraucherinteressen in der Energiewende – Ergebnisse einer repräsentativen Befragung.
- Forschungsgruppe Wahlen, 2014. BDEW-Energiemonitor: Das Meinungsbild der Bevölkerung, Pressemitteilung: BDEW-Umfrage: Große Mehrheit unterstützt die Energiewende - Umsetzung wird kritisch beurteilt.
- FORUM, 2002. Energiemodelle zum Kernenergieausstieg in Deutschland. Effekte und Wirkungen eines Verzichts auf Strom aus Kernkraftwerken, Heidelberg: Physica.
- Fraunhofer IWES, 2014. Windenergie Report Deutschland 2013.

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

- Frontier Economics / EWI, 2010. Energiekosten in Deutschland - Entwicklungen, Ursachen und internationaler Vergleich. Endbericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi).
- GfK, 2014. GfK Global Green Index, Nürnberg. Abrufbar unter: <http://www.gfk.com/de/news-und-events/presse/pressemitteilungen/seiten/zustimmung-zur-energie-wende-sinkt.aspx>.
- Gräbig, M., Preiß, S., 2014. How to implement customer participation within distribution system operators (DSOs). 14th IAEE European Energy Conference, Rom, 31.10.2014.
- Grösche, P., Schmidt, C.M., Vance, C., 2013. Identifying Free-riding in Home Renovation Programs Using Revealed Preference Data, Journal of Economics and Statistics (Jahrbuecher fuer Nationaloekonomie und Statistik) (233)5-6, 600-618.
- Grunwald, A., 2011. Der Lebensweg von Energieszenarien - Umriss eines Forschungsprogramms, in: Dieckhoff, C., Fichtner, W., Grunwald, A., Meyer, S., Nast, M., Nierling, L., Renn, O., Voß, A., Wietschel, M. (Eds.), Energieszenarien Konstruktion, Bewertung Und Wirkung - "Anbieter" Und "Nachfrager" Im Dialog. KIT Scientific Publishing, Karlsruhe.
- Grunwald, A., 2014. (Hrsg.) Zur Interpretation von Energieszenarien (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft). München: Herbertz Utz Verlag 2014.
- GWS / EWI / Prognos, 2014. Gesamtwirtschaftliche Effekte der Energiewende (Endbericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)). Osnabrück / Köln / Basel.
- Handelsblatt, 2014. Stromtransport wird teurer. Netzbetreiber erhöhen 2015 Gebühren. Herunterladbar unter <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/stromtransport-wird-teurer-netzbetreiber-erhoehen-2015-gebuehren/10873620.html> [11/2014].
- Harrison, G.W., List, J.A., 2004. Field Experiments, Journal of Economic Literature Vol. XLII, 1009-1055.
- Hitaj, C., Schymura, M., Löschel, A., 2014. The Impact of a Feed-In Tariff on Wind Power Development in Germany. ZEW Discussion Paper, Nr. 14-035.

Literatur

- ICCT, 2014. From Laboratory to Road - a 2014 Update of Official and "real-world-" Fuel Consumption and CO2 Values for Passenger Cars in Europe.
- IEA, 2014. IEA Energy Technology RD&D Statistics. Abrufbar unter http://stats.oecd.org/BrandedView.aspx?oecd_bv_id=enetech-data-en&doi=data-00488-en [04.11.2014]. International Energy Agency.
- IEK-STE, 2012. Wirkungen der Förderprogramme „Energieeffizientes Bauen“, „Energieeffizient Sanieren“ und „Energieeffiziente Infrastruktur“ der KfW auf öffentliche Haushalte: Förderjahr 2011. Institut für Energie- und Klimaforschung, Systemforschung und technologische Entwicklung.
- IE Leipzig, 2014a. Mittelfristprognose zur EEG-Stromeinspeisung bis 2019. Leipziger Institut für Energie GmbH.
- IE Leipzig, 2014b. Vorhaben Ite „Stromerzeugung aus Windenergie“ zur Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG im Auftrag des BMWi, Leipzig Juli 2014.
- IER / IZT, 2014. Evaluation ausgewählter Maßnahmen zur Energiewende.
- IER / RWI / ZEW, 2010. Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030, Energieprognose 2009. Essen, Mannheim, Stuttgart.
- Ifeu / IWU, 2003. Beiträge der EnEV und des KfW-CO2 - Gebäudesanierungsprogramms zum Nationalen Klimaschutzprogramm (No. FKZ 203 42 191). Institut für Wohnen und Umwelt (IWU), Institut für Energie- und Umweltforschung (Ifeu), Darmstadt, Heidelberg.
- ISI, IFAM, Prognos, Ifeu, HfWU, 2014. Ausarbeitung von Instrumenten zur Realisierung von Endenergieeinsparungen in Deutschland auf Grundlage einer Kosten-/Nutzen-Analyse. Wissenschaftliche Unterstützung bei der Erarbeitung des Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz (NAPE) (No. Projekt BfEE 01/2014). Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung, Fraunhofer Institut für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung, ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH, Prognos AG, Hochschule für Wirtschaft und Umwelt.
- IWR, 2014. Meldung vom 9.10.2014 Energiewende am Wärmemarkt: Nachfrage nach Fördergeldern bricht 2014 ein. Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien. Abrufbar unter <http://www.iwr.de> [9.10.2014].

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

IWU / BEI, 2011. Monitoring der KfW-Programme „Energieeffizient Sanieren“ 2010 und „Ökologisch / Energieeffizient Bauen“ 2006 - 2010. Institut Wohnen und Umwelt GmbH, Bremer Energie Institut, Darmstadt, Bremen.

IWU / BEI, 2012. Monitoring der KfW-Programme „Energieeffizient Sanieren“ und „Energieeffizient Bauen“ 2011. Institut Wohnen und Umwelt GmbH, Bremer Energie Institut, Darmstadt, Bremen.

IWU / IFAM, 2013. Monitoring der KfW-Programme „Energieeffizient Sanieren“ und „Energieeffizient Bauen“ 2012. Institut Wohnen und Umwelt GmbH, Fraunhofer-Institut für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung, Darmstadt, Bremen.

Junginger, M., van Sark, W., Faaij, A., 2010. Technological Learning in the Energy Sector: Lessons for Policy, Industry and Science. Edward Elgar Publishing Ltd.

KfW, 2014. Website der KfW: Förderprodukte für Bestandsimmobilien.

Lehr, U., Mönnig, A., Wolter, M.I., Lutz, C., Schade, W., Krail, M., 2011. Die Modelle ASTRA und PANTA RHEI zur Abschätzung gesamtwirtschaftlicher Wirkungen umweltpolitischer Instrumente - ein Vergleich.

Madlener, R., Hauertmann, M., 2011. Rebound effects in German residential heating: Do ownership and income matter?, FCN Working Paper No. 2/2011, Aachen, Germany.

NAPE, 2014. Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.

NOW, 2014. Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie: Ein Portfolio von Antriebssystemen für Europa: Eine faktenbasierte Analyse.

NREAP, 2010. Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. Abrufbar unter http://ec.europa.eu/energy/renewables/action_plan_en.htm.

Oberndorfer, U., Alexeeva-Talebi, V., Löschel, A., 2010. Understanding the Competitiveness Implications of Future Phases of EU ETS on the Industrial Sectors.

Öko-Institut, 2013. Politiksznarien für den Klimaschutz VI - Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030. Studie im Auftrag des Umwelt-

Literatur

- bundesamtes. Umweltbundesamt Climate Change Series 04/2013. Dessau-Roßlau.
- Öko-Institut, 2014. Aktueller Stand der KWK-Erzeugung (September 2014). Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.
- Öko-Institut / Fraunhofer ISI, 2014. Klimaschutzszenario 2050 - 1. Modellierungsrunde. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit.
- Petrick, S., Wagner, U.J., 2014. The Impact of Carbon Trading on Industry: Evidence from German Manufacturing Firms. Kiel Institute for the World Economy, Working Paper 1912.
- Popp, D., Newell, R.G., Jaffe, A.B., 2009. Energy, The Environment, And Technological Change, Handbooks in Economics, Volume 2, Burlington: Academic Press.
- Prognos / EWI / GWS, 2010. Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Studie für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Basel/Köln/Osnabrück, 27. August 2010. Prognos AG, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH.
- Prognos / EWI / GWS, 2014. Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose (No. Projekt Nr. 57/12 Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie). Prognos AG, EWI - Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH.
- Prognos, Fraunhofer IFAM, IREES, BHKW-Consult, 2014. Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.
- R2B, 2013. Jahresprognose 2014 und Mittelfristprognose bis 2018 zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG geförderten Kraftwerken im Auftrag der 50Hertz Transmission GmbH. Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, Transnet BW GmbH, Köln, November 2013.
- ResKV, 2013. Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung einer Netzreserve sowie zur Regelung des Umgangs mit geplanten Stilllegungen von Energieerzeugungsanlagen zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems. Bundesregierung, Berlin.

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

- RWTH Aachen, 2014. Standortbezogene Akzeptanzprobleme in der deutschen Industrie- und Technologiepolitik – Zukünftige Herausforderungen der Energiewende, im Auftrag des VDI e.V. / VDI Technologiezentrum GmbH, RWTH Aachen (Hrsg), Aachen.
- Schönfelder, M., Jochem, P., Fichtner, W., 2011. Energiesystemmodelle zur Szenarienbildung – Potenziale und Grenzen, in: Dieckhoff, C., Fichtner, W., Grunwald, A., Meyer, S., Nast, M., Nierling, L., Renn, O., Voß, A., Wietschel, M. (Eds.), Energieszenarien Konstruktion, Bewertung Und Wirkung - “Anbieter” Und “Nachfrager” Im Dialog. KIT Scientific Publishing, Karlsruhe.
- Schüle, D.R., Irrek, D.W., Nanning, S., Rudolph, F., Thomas, D.S., Schломann, B., Eichhammer, D.W., Breuer, T., Müller, M., 2011. Entwicklung von Methoden zur Evaluierung von Energieeinsparung. Umweltbundesamt.
- Schweizer-Ries, P., Rau, I., Zoellner, J., Nolting, K., Rupp, J., Keppler, D., 2010. Aktivität und Teilhabe – Akzeptanz Erneuerbarer Energien durch Beteiligung steigern, Projektabschlussbericht, Magdeburg/Berlin.
- SINTEF, 2010. Study on Estimation of Costs due to Electricity Interruptions and Voltage Disturbances. SINTEF Energie AS, SINTEF ENERGY Research.
- Stolte, C., 2012. Potenziale bei der EnEV. Umsetzung im Wohngebäudebestand.
- Stolte, C., Marcinek, H., Bigalke, U., Zeng, Y., 2013. Auswertung von Verbrauchskennwerten energieeffizient sanierter Wohngebäude. Begleitforschung zum dena - Modellvorhaben Effizienzhäuser. Deutsche Energie - Agentur GmbH (dena), Berlin.
- TECSON, 2014. Entwicklung der Heizölpreise in Deutschland. Abrufbar unter <http://tecson.de> [20.11.2014].
- TNS Emnid, 2013. Repräsentative Meinungsumfrage „Akzeptanz zu Erneuerbaren Energien 2013“ im Auftrag der Initiative Erneuerbare Energiewende Jetzt! (EEWJ!), Berlin.
- TNS Emnid, 2014. Repräsentative Meinungsumfrage „Akzeptanzumfrage 2014“ im Auftrag der Agentur für Erneuerbare Energien e.V., Berlin.
- Tuschinski, M., 2013. Bußgelder bei EnEV-Vergehen, in: Tuschinski, M. (Ed.), Chance Baubestand: Bestehende Bauten Energetisch Sanieren, Erweitern Und Umnutzen. Stuttgart.
- UBA, 2014a. Nationales Emissionsinventar, Inventory 2012, Submission 2014 v1.1.

Literatur

- UBA, 2014b. Treibhausgasausstoß im Jahr 2013 erneut um 1,2 Prozent leicht gestiegen. Pressemitteilung Nr. 10/2014 vom 10.03.2014.
- UM BW, 2014. Gesetz zur Nutzung erneuerbarer Wärmeenergie in Baden-Württemberg. Entwurf (Stand: Juli 2014). Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg. Abrufbar unter <https://um.baden-wuerttemberg.de> [20.11.2014].
- ÜNB, 2014a. www.regelleistung.net/.
- ÜNB, 2014b. EEG-Mittelfristprognose der Übertragungsnetzbetreiber: Entwicklungen 2015 bis 2019 (Trend-Szenario). Abrufbar unter <http://www.netztransparenz.de/de/Jahres-Mittelfristprognosen.htm> [20.11.2014].
- ÜNB, 2014c. EEG-Jahresabrechnungen. Übertragungsnetzbetreiber, Abrufbar unter https://www.netztransparenz.de/de/EEG_Jahresabrechnungen.htm [11/2014].
- ÜNB, 2014d. KWKG-Jahresabrechnungen. Übertragungsnetzbetreiber, Abrufbar unter https://www.netztransparenz.de/de/KWK_Jahresabrechnungen.htm [11/2014].
- ÜNB, 2014e. Jahresabrechnung Offshore Umlage (§ 17F ENWG). Übertragungsnetzbetreiber, Abrufbar unter https://www.netztransparenz.de/de/Jahresabrechnung_OH-U.htm [11/2014].
- Walk, H., Keppler, D., Nölting, B., 2011. Die Suche nach Wegen für eine Energiewende in Ostdeutschland: Eine Herausforderung für die sozialwissenschaftliche Energieforschung. In: Keppler, D., Nölting, B., Schröder, C. (Hrsg.). Neue Energie im Osten - Gestaltung des Umbruchs. Perspektiven für eine zukunftsfähige sozial-ökologische Energiewende. Peter Lang Verlag: Wiesbaden, 49–71. 2011.
- Weltbank, 2014a. The World Bank, Indicator: Manufacturing, value added (% of GDP). Abrufbar unter <http://data.worldbank.org> [22.11.2014].
- Weltbank, 2014b. Worldbank World Development Indicators. Abrufbar unter <http://databank.worldbank.org/data/views/variableSelection/selectvariables.aspx?source=world-development-indicators> [04.11.2014]. Weltbank.

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

WIOD, 2014. World Input-Output Database. Abrufbar unter <http://www.wiod.org> [23.09.2014].

World Economic Forum, 2014. The Global Competitiveness Report 2014-2015.

Würzburg, K., Labandeira, X., Linares, P., 2013. Renewable generation and electricity prices: Taking stock and new evidence for Germany and Austria. *Energy Economics* 40 S159-S171.

Zaspel-Heisters, B., 2014. Länderöffnungsklausel im BauGB - Länderspezifische Mindestabstände für Windenergieanlagen und ihre räumlichen Auswirkungen: Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR), 2014.

Ziesing, H.-J., 2014. Gebäudebezogener Endenergieverbrauch in der Abgrenzung der EnEV nach Sektoren und Anwendungen 2008 bis 2013 basierend auf den Anwendungsbilanzen der AG Energiebilanzen.

