

Unterrichtung durch die Bundesregierung

Zweiter Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“

Inhaltsübersicht

	Seite
Zweiter Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“	3
1 Energiewende und Monitoring-Prozess	9
2 Die Energiewende und das energiepolitische Zieldreieck	13
3 Quantitative Ziele und Indikatoren für das Monitoring der Energiewende	19
4 Entwicklung der Energieversorgung	23
5 Energieeffizienz	27
6 Erneuerbare Energien	35
7 Kraftwerke	51
8 Netzbestand und Netzausbau	65
9 Gebäude und Verkehr	81
10 Treibhausgasemissionen	94
11 Energiepreise und Energiekosten	103
12 Gesamtwirtschaftliche Effekte der Energiewende	120
Umsetzungsstand wichtiger energiepolitischer Maßnahmen	128
Glossar	138
Literatur- und Quellenverzeichnis	144
Stellungnahme der Expertenkommission zum zweiten Monitoring-Bericht	147
Zusammenfassung	149
Inhaltsverzeichnis	173
Abbildungen	175
Tabellen	178
Boxen	179

	Seite
0	Vorwort 181
1	Monitoring-Prozess als Element der Energiewende 187
2	Atomausstieg und Reduktion der Treibhausgasemissionen 199
3	Initiativen im Bereich der Energieeffizienz 217
4	Entwicklung der erneuerbaren Energien 247
5	Umweltwirkungen des Energiesystems 279
6	Entwicklung der Versorgungssicherheit 295
7	Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung 329
8	Innovationsimpulse der Energiewende 359
9	Literatur 373
10	Anhang 391

Zweiter Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“

Inhaltsverzeichnis

	Seite
1	Energiewende und Monitoring-Prozess 9
2	Die Energiewende und das energiepolitische Zieldreieck 13
2.1	Versorgungssicherheit 13
2.2	Wirtschaftlichkeit 15
2.3	Umweltverträglichkeit 16
3	Quantitative Ziele und Indikatoren für das Monitoring der Energiewende 19
3.1	Quantitative Ziele der Energiewende 19
3.2	Indikatoren für das Monitoring der Energiewende 19
3.3	Maßnahmen zur Umsetzung der Energiewende 20
4	Entwicklung der Energieversorgung 23
4.1	Entwicklung des Primärenergieverbrauchs 23
4.2	Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren 24
4.3	Entwicklung auf dem Strommarkt 25
4.3.1	Stromverbrauch 25
4.3.2	Stromerzeugung 25
5	Energieeffizienz 27
5.1	Energieeffizienz als zentraler Bestandteil der Energiepolitik 27
5.2	Entwicklung der Endenergieproduktivität 27
5.3	Endenergieproduktivität in den einzelnen Sektoren 29
5.4	Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz 31
6	Erneuerbare Energien 35
6.1	Zielsetzungen 35
6.2	Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch 36
6.3	Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch für Wärme 37
6.4	Anteil erneuerbarer Energien im Verkehrssektor 38
6.5	Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch 38
6.6	Entwicklung der Vergütungszahlen, der Differenzkosten und der EEG-Umlage 40
6.6.1	EEG-Vergütungszahlen und Differenzkosten 40
6.6.2	Privilegierte Strommengen im Rahmen der EEG-Umlage 41
6.6.3	Entwicklung der EEG-Umlage 43
6.7	Merit-Order-Effekt durch erneuerbare Energien 46

	Seite
6.8 Maßnahmen im Bereich erneuerbare Energien	46
6.8.1 Stromsektor	46
6.8.2 Wärmesektor	49
6.8.3 Verkehrsbereich	49
6.8.4 Förderung von Forschung und Entwicklung	50
7 Kraftwerke	51
7.1 Kraftwerksbestand	51
7.1.1 Erneuerbare Energien	51
7.1.2 Konventionelle Kraftwerke	53
7.1.3 Kraft-Wärme-Kopplung	53
7.1.4 Regionale Verteilung der Kraftwerksleistung nach Bundesländern ..	54
7.1.5 Die Lage in Süddeutschland im Jahr 2012	54
7.2 Sicherheit der Stromversorgung und Kraftwerksplanung	56
7.2.1 Gesicherte Kraftwerksleistung	57
7.2.2 Kraftwerksplanung	58
7.3 Möglichkeiten zur Anpassung von Stromangebot und -nachfrage ..	58
7.3.1 Erzeugungsmanagement	59
7.3.2 Stromaustausch mit den Nachbarstaaten	59
7.3.3 Lastmanagement	59
7.3.4 Pumpspeicherkraftwerke	59
7.3.5 Sonstige Möglichkeiten der Stromspeicherung	60
7.4 Strommarkt	60
7.4.1 Entwicklung der Marktanteile an Erzeugungskapazitäten	60
7.4.2 Vermarktung der konventionellen und erneuerbaren Stromerzeugung	61
7.5 Maßnahmen für eine weitere Optimierung des Kraftwerksparks ...	62
8 Netzbestand und Netzausbau	65
8.1 Stromnetz	65
8.1.1 Netzbestand	65
8.1.2 Stromnetzausbau	66
8.2 Netzinvestitionen und Netzentgelte	67
8.2.1 Investitionen in Stromnetze	67
8.2.2 Stromnetzentgelte	68
8.3 Stabilität und Qualität der Stromnetze	69
8.3.1 Stabilität der Stromnetze	69
8.3.2 Qualität der Stromnetze	71
8.4 Intelligente Zähler und Netze	73
8.4.1 Messsysteme	73
8.4.2 Intelligente Netze	73

	Seite	
8.5	Europäischer Strombinnenmarkt	74
8.6	Erdgas	75
8.7	Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus und zur Erhöhung der Netzstabilität	76
9	Gebäude und Verkehr	81
9.1	Gebäude	81
9.1.1	Grundlegende Entwicklung und Struktur des Energieverbrauchs im Gebäudesektor	81
9.1.2	Primärenergiebedarf	82
9.1.3	Endenergiebedarf für Wärme	82
9.1.4	Flächenentwicklung	83
9.1.5	Investitionen in den Gebäudesektor	84
9.1.6	Sanierung des Gebäudebestands	84
9.1.7	Maßnahmen im Gebäudesektor	85
9.2	Verkehr	87
9.2.1	Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor	87
9.2.2	Bestand an mehrspurigen Fahrzeugen mit Elektroantrieb (Batterie und Brennstoffzelle)	88
9.2.3	Entwicklung des durchschnittlichen Kraftstoffverbrauchs neu zugelassener Pkw/Kombis	89
9.2.4	Entwicklung der Verkehrsleistung im Personen- und Güterverkehr	90
9.2.5	Maßnahmen im Verkehrssektor	91
10	Treibhausgasemissionen	94
10.1	Entwicklung der Treibhausgasemissionen	94
10.1.1	Entwicklung der CO ₂ -Emissionen sowie der Treibhausgas- emissionen	94
10.1.2	Entwicklung der Treibhausgas-Emissionen nach Quellgruppen	96
10.1.3	Entwicklung der energiebedingten CO ₂ -Emissionen	97
10.1.4	Entwicklung der Treibhausgas-Emissionen im Bezug zur Bevölkerung und dem BIP	98
10.2	Vermiedene Emissionen durch den Einsatz erneuerbarer Energien	98
10.3	Maßnahmen zur Erreichung der Klimaschutzziele	99
11	Energiepreise und Energiekosten	103
11.1	Energiepreise	103
11.1.1	International gehandelte, energetische Rohstoffe, Emissionszertifikate	103
11.1.2	Erdgas	104
11.1.3	Mineralölprodukte	105
11.1.4	Strom	105
11.2	Europäischer Energiepreisvergleich	109

	Seite
11.2.1 Gas- und Kraftstoffpreise in Deutschland und EU-Mitgliedstaaten	109
11.2.2 Strompreise in Deutschland und EU-Mitgliedstaaten	109
11.2.3 Energiepreise für die im internationalen Wettbewerb stehende Wirtschaft	111
11.3 Energiekosten	113
11.3.1 Haushalte	113
11.3.2 Industrie	114
11.3.3 Volkswirtschaft	117
11.4 Maßnahmen für wettbewerbsfähige und bezahlbare Energiepreise	118
12 Gesamtwirtschaftliche Effekte der Energiewende	120
12.1 Preiseffekte und Wachstumsimpulse	120
12.2 Investitionen	121
12.3 Vermiedene fossile Brennstoffe und andere außenwirtschaftliche Impulse	122
12.4 Beschäftigung	123
12.5 Vermeidung von Klimafolgen und Umweltschäden	125
12.6 Förderung von Forschung und Entwicklung von Energietechnologien	126
12.7 Der Umbau des Energiesystems als Entwicklungspfad	127
Umsetzungsstand wichtiger energiepolitischer Maßnahmen	128
Glossar	138
Literatur- und Quellenverzeichnis	144

1 Energiewende und Monitoring-Prozess

Es ist eine der Hauptherausforderungen dieser Bundesregierung, Wohlstand und Wettbewerbsfähigkeit zu stärken und Deutschland zu einer der energieeffizientesten und umweltschonendsten Volkswirtschaften der Welt zu machen. Daher wird die Entwicklung zu einer Energieversorgung ohne Kernenergie und mit stetig wachsendem Anteil erneuerbarer Energien und steigender Energieeffizienz konsequent und planvoll fortgeführt. Ziel der Bundesregierung ist es, Versorgungssicherheit, Klima- und Umweltverträglichkeit und Bezahlbarkeit gleichrangig zu verfolgen. Die Energiewende soll zum Fortschrittmotor für den Industriestandort Deutschland zu entwickelt und dadurch nachhaltige wirtschaftliche Prosperität, zukunftsfeste Arbeitsplätze, Innovation und die Modernisierung unseres Landes gesichert werden. Dabei gilt das Energiekonzept aus dem Jahr 2010 sowie die diesbezüglichen Eckpunkte aus dem Juni 2011 weiterhin. Die Bundesregierung setzt sich im Einklang mit ihren energie- und klimapolitischen Zielen dafür ein, dass die Weiterentwicklung des europäischen Klima- und Energierahmens die Energiewende in Deutschland und deren Integration in den europäischen Binnenmarkt für Strom und Gas unterstützt

Die Energiewende verfolgt das Ziel, die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 um 80 bis 95 Prozent zu vermindern und die Nutzung der Kernenergie bis zum Jahr 2022 zu beenden. Zudem setzt sich die Bundesregierung für einen nachhaltigen, stetigen und bezahlbaren Ausbau der erneuerbaren Energien ein. Zusätzlich muss die Senkung des Energieverbrauchs durch mehr Energieeffizienz als zentraler Bestandteil der Energiewende mehr Gewicht erhalten. Bis zum Jahr 2020 soll der Primärenergieverbrauch gegenüber 2008 um 20 Prozent und bis zum Jahr 2050 um 50 Prozent sinken. Die Energieerzeugung soll schrittweise auf eine überwiegende Nutzung erneuerbarer Energien umgestellt werden, so dass im Jahr 2050 erneuerbare Energien einen Anteil von 60 Prozent am Bruttoendenergieverbrauch und 80 Prozent am Bruttostromverbrauch haben. Bei den erneuerbaren Energien war der Ausbau in den letzten Jahren sehr dynamisch. Jetzt kommt es vor allem darauf an, den weiteren Ausbau besser zu steuern, kosteneffizienter zu gestalten und dadurch zu verstetigen.

Das energiepolitische Zieldreieck mit den drei gleichrangigen Dimensionen Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit und Bezahlbarkeit muss Ausgangspunkt und Maßstab für alle energiepolitischen Instrumente bleiben und die Ziele müssen ausgewogen aufeinander abgestimmt werden (siehe Kapitel 2 und 3).

Koordinierung der Energiewende, Dialog und Beteiligung

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. Gleichzeitig ist der kontinuierliche Austausch mit allen an der Energiewende beteiligten Akteuren in Deutschland und in der Europäischen Union unerlässlich. Nur so kann bei hoher Transparenz die Akzeptanz des Prozesses und seiner Ziele sichergestellt werden.

Zur besseren Koordinierung hat die neue Bundesregierung die Kompetenzen für den Bereich der Energiepolitik im Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gebündelt.

Im Jahr 2012 und 2013 setzten die Bundesministerien im Staatssekretärs-Steuerungskreis halbjährlich Schwerpunkte bei der Umsetzung der Energiewende, zogen Zwischenbilanz und stimmten kommende Vorhaben ab. Ebenfalls im Halbjahres-Rhythmus fanden Treffen der Bundeskanzlerin und des Bundeswirtschafts- und Bundesumweltministers mit den Regierungschefinnen und -chefs der Länder statt, um den Umsetzungsstand der Energiewende und kommende Maßnahmen zu diskutieren. Die zuständigen Minister von Bund und Ländern berieten zudem im Rahmen der Wirtschaftsministerkonferenz sowie der Umweltministerkonferenz halbjährlich ihre Schwerpunktsetzungen und nächsten Schritte bei der Umsetzung der Energiewende.

In hochrangigen Fachgremien steht die Bundesregierung im ständigen Austausch mit Vertretern aus Ländern, Wirtschaft, Verbraucherverbänden, Gesellschaft und Wissenschaft.. Auch im Rahmen der Europäischen Union erörtert die Bundesregierung regelmäßig ihre energiepolitischen Ziele und Maßnahmen. Auf diese Weise können Lösungen und Strategien für die zentralen Handlungsfelder der Energiewende erarbeitet werden. Davon profitiert auch die aktuelle Reform des EEG. Zu nennen sind insbesondere:

- In der Plattform „Zukunftsfähige Energienetze“ treffen sich Vertreter von Bund, Ländern, Netzbetreibern, Wirtschafts-, Verbraucher- und Umweltverbänden fortlaufend, um Handlungsempfehlungen zum Netzausbau und zur Modernisierung der Stromnetze zu erarbeiten.
- Das Kraftwerksforum dient dem regelmäßigen Austausch zwischen Vertretern der Ministerien von Bund und Ländern sowie der Energiewirtschafts- und Umweltverbände über zentrale Themen im Bereich der Kraftwerke und der Versorgungssicherheit. So konnten beispielsweise wertvolle Erkenntnisse zum künftigen Strommarktdesign durch den Fachdialog im Kraftwerksforum und den Fachdialog „Strategische Reserve“ gewonnen werden.
- Die Plattform „Erneuerbare Energien“ hat in einer breiten Beteiligung von Experten und Akteuren der Energiewende verschiedene Konzepte zur Umsetzung des EEG diskutiert und Ideen entwickelt.

- Das Dialogforum „Energieeffizienz“ widmet sich schwerpunktmäßig Fragen der Steigerung der Energieeffizienz und bringt Vertreter aus Bund, Ländern, Wirtschaft und Verbraucherverbänden an einen Tisch.
- Die Koordinierungsplattform „Energieforschung“ stellt die enge und gut aufeinander abgestimmte Zusammenarbeit der am Energieforschungsprogramm beteiligten Ressorts sicher. Seit 2010 werden einmal jährlich auch die Förderaktivitäten der Bundesländer im Rahmen des „Bund-Länder-Gesprächs Energieforschung“ einbezogen. Das Dialogforum „Neue Energietechnologien“, dient dem Dialog zwischen Wissenschaft und Wirtschaft zu Themen rund um den Einsatz innovativer Energietechnologien. Ziel ist es, die Innovationsprozesse von der Idee zum markt- und wettbewerbsfähigen Produkt zu beschleunigen.
- Das Forschungsforum „Energiewende“ wurde im März 2013 gestartet. Es adressiert vor allem Langfrist Aspekte im Energieforschungsbereich. Unter Beteiligung aller Akteure – Bund, Länder, Wissenschaft, Wirtschaft und Zivilgesellschaft – leistet das Forum eine wissenschaftsbasierte Politikberatung und entwickelt eine Strategische Forschungsagenda im Bereich der Grundlagenforschung. Die Forschungsagenda fließt in die Weiterentwicklung des Energieforschungsprogramms ein.
- Im „Dialog zum EEG“, einer Gesprächsreihe zur Reform des EEG, die im Jahr 2012 und 2013 wurde mit betroffenen Akteuren, der Öffentlichkeit und Fachöffentlichkeit frühzeitig und umfassend über Problemstellungen, Konfliktlinien und Entscheidungsalternativen diskutiert.
- Der enge und regelmäßige Austausch zur Umsetzung der Energiewende mit unseren Nachbarn und auf Ebene der Europäischen Union ermöglicht zudem Lösungen im Rahmen des Binnenmarktes für Strom und Gas.

Um den intensiven Austausch noch zu verstärken, strebt die Bundesregierung an, einen ständigen Dialog mit Wirtschaft, Gewerkschaften, Wissenschaft und gesellschaftlich relevanten Gruppen durch die Bildung eines „Forums Energiewende (Energierat)“ zu institutionalisieren. Dieses Gremium soll Regierung und Parlament bei der Umsetzung der Energiewende beraten.

Beim Vollzug der Projekte der Energiewende wird auf eine umfassende Beteiligung der Bürgerinnen und Bürger geachtet. Die Bundesregierung wird mit allen Akteuren der Energiewirtschaft einen engen Dialog pflegen. Wegen ihrer Bedeutung für die Daseinsvorsorge wird u.a. die Handlungsfähigkeit der deutschen Stadtwerke thematisiert.

Für eine naturverträgliche Gestaltung der Energiewende müssen die hierfür notwendigen Verfahren und dafür geeignete Strukturen geschaffen werden. Um zu einer Versachlichung der Debatten und zur Vermeidung von Konflikten vor Ort beizutragen, plant die Bundesregierung die Einrichtung eines Kompetenzzentrums „Naturschutz und Energiewende“.

Aufgabe des Monitoring-Prozesses

Um die Entwicklung der Energiewende kontinuierlich und detailliert zu beobachten, hat die Bundesregierung den Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ beschlossen. In diesem Prozess werden die Umsetzung der Maßnahmen des Energiekonzeptes und die Fortschritte bei der Zielerreichung regelmäßig überprüft. Der Prozess ist dabei auf Dauer angelegt. Der vorliegende zweite Monitoring-Bericht stellt die Fakten und den Umsetzungsstand der Maßnahmen dar.

Die Energiepolitik umfasst unterschiedliche Bereiche der Energieversorgung wie Stromerzeugung, -übertragung und -verbrauch, aber auch den Energieeinsatz im Verkehrsbereich und die Bereitstellung von Prozesswärme in Industriebetrieben bis hin zur Beheizung von Wohnungen und Gebäuden. Zu all diesen Bereichen liegt eine Fülle von energiestatistischen Daten vor.

Es ist eine Aufgabe des Monitoring-Prozesses, die Vielzahl der verfügbaren energiestatistischen Informationen auf eine überschaubare Anzahl ausgewählter Kenngrößen (Indikatoren) zu verdichten und verständlich zu machen. Sie geben einen faktenbasierten Überblick über den Fortschritt bei der Umsetzung der Energiewende.

Mit dem Monitoring-Prozess wird fortlaufend überprüft, wie die beschlossenen Maßnahmen umgesetzt werden und welche Wirkungen sie zeigen. Alle drei Jahre erfolgt in Form des Fortschrittsberichts eine Gesamtschau, bei der der Umsetzungsstand im Gesamtkontext betrachtet wird und gegebenenfalls neue Maßnahmen vorgeschlagen werden.

Entsprechend der Aufgabenstellung des Kabinettsbeschlusses vom 19. Oktober 2011 liegt der Schwerpunkt der rückblickenden Berichterstattung im vorliegenden Bericht auf dem Jahr 2012.

Die Bundesregierung kommt mit dem vorliegenden Bericht gleichzeitig ihren Berichtspflichten nach § 63 Absatz 1 Satz 1 EnWG und § 65a Absatz 1 Satz 1 EEG nach.

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 zum Monitoring-Be-

richt Stellung. Der Kommission gehören Prof. Dr. Andreas Löschel (Vorsitzender), Prof. Dr. Georg Erdmann, Prof. Dr. Frithjof Staß und Dr. Hans-Joachim Ziesing an.

Die Stellungnahme der Experten-Kommission zum ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung wurde am 18. Dezember 2012 zusammen mit dem Bericht der Bundesregierung veröffentlicht. In ihrer ersten Stellungnahme hat die Experten-Kommission eine Reihe von Vorschlägen unterbreitet. Diese Vorschläge wurden intensiv diskutiert, um zu entscheiden, welche im zweiten Monitoring-Bericht aufgenommen werden und welche erst im Fortschrittsbericht aufgegriffen werden können.

So werden in diesem Monitoring-Bericht Leitindikatoren stärker herausgestellt, die direkt mit einem im Energiekonzept genannten quantitativen Ziel korrespondieren. Die Ziele des Energiekonzeptes sind in Tabelle 3.1 übersichtlich dargestellt. Die dazugehörigen Leitindikatoren sind in der Indikatoren-Übersicht in Kapitel 3 rot markiert.

Des Weiteren hat die Experten-Kommission die Aufnahme einiger neuer Indikatoren vorgeschlagen, beispielsweise die Aufnahme eines Indikators zur Stromeffizienz. Die Bundesregierung ist diesem Vorschlag gefolgt, so dass im vorliegenden zweiten Bericht der Indikator „Gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität“ als Kenngröße für die Stromeffizienz neu aufgenommen wurde (siehe Kapitel 5).

Zudem wird – wie von der Experten-Kommission empfohlen – auf die EU-Energieeffizienzrichtlinie eingegangen und auf Grund der Witterungsabhängigkeit des Energieverbrauchs bei der Interpretation von Energieeffizienzindikatoren sowohl von Temperatur und Lagerbeständen bereinigten und unbereinigten Werten ausgegangen (siehe Kapitel 5). Darüber hinaus wird auf Empfehlung der Experten-Kommission die Entwicklung des Einsatzes erneuerbarer Energien im Wärme- und Verkehrssektor dargestellt (siehe Kapitel 6.3 und 6.4).

Auf Anregung der Experten-Kommission enthält der zweite Monitoring-Bericht unter anderem auch ein eigenes Unterkapitel zur Erdgasversorgungssicherheit (siehe Kapitel 8.6) und nimmt die Ausgaben der Stromletzverbraucher in Relation zum Bruttoinlandsprodukt (BIP) als neuen Indikator auf (siehe Kapitel 11.3).

Energiestatistische Grundlagen des Monitoring-Prozesses

Der Monitoring-Bericht 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 (EnStatG) 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 (BAFA) auf Grundlage des Mineralöldatengesetzes (MinÖldatG) erhoben.

Die Angaben zu den Treibhausgas- und Luftschadstoffemissionen werden vom Umweltbundesamt (UBA) bereitgestellt. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) stellt die Datengrundlage zu Kraftwerken und netzbezogenen Informationen dar. Daten zum Verkehrssektor einschließlich Elektromobilität liefert das Kraftfahrt-Bundesamt, zur Verkehrsleistung das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) 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 BMWi Daten bereit. Zuständig für die Zusammenstellung, Analyse und Bewertung amtlicher und nicht-amtlicher Daten im Zusammenhang mit erneuerbaren Energien ist die 2004 vom BMU eingesetzte „Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik“ (AGEE-Stat).

Die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) ist dafür verantwortlich, Statistiken aus allen Gebieten der Energiewirtschaft nach einheitlichen Kriterien auszuwerten und die Daten zu einem geschlossenen und konsistenten Bild zusammenzufassen.

Die AGEB veröffentlicht jährlich den nach Energieträgern strukturierten Energieverbrauch und aktualisiert, falls erforderlich, die Zeitreihen. Eine Revision wichtiger energiestatistischer Basisdaten war in diesem Jahr deshalb erforderlich, weil die AGEB Angaben zum Primär- und Endenergieverbrauch nach Aktualisierungen in den Quellstatistiken und methodischen Änderungen anpassen musste.

Das Monitoring der Ziele des Energiekonzeptes erfordert allerdings eine Verbesserung des Umfangs und der Aktualität der Datenlieferungen für die nationale Energiebilanz auf Bundes- und regionaler Ebene. Daher arbeitet die Bundesregierung derzeit intensiv an Vorarbeiten zu einer Novellierung des Energiestatistikgesetzes.

Der zweite Monitoring-Bericht stützt sich, soweit nicht anders angegeben, auf Daten, die bis zum 31. Dezember 2013 berücksichtigt werden konnten. Die Daten sind in Dateiform auf den Internetseiten der Bundesnetzagentur zum Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“ öffentlich zugänglich.

Ausblick auf den weiteren Monitoring-Prozess

In Ergänzung zum jährlich erscheinenden Monitoring-Bericht soll Ende des Jahres 2014 erstmals ein zusammenfassender Fortschrittsbericht vorgelegt werden. Beruhend auf einer mehrjährigen Datenbasis werden verlässliche Trends erkennbar sein. Dieser soll eine umfassende Analyse des Stands der Energiewende beinhalten. Er schlägt gegebenenfalls Maßnahmen vor, um Hemmnisse zu beseitigen und die Ziele zu erreichen. Neben einer gesamtwirtschaftlichen Beurteilung der Effekte der Energiewende auf Basis einer Differenzbetrachtung wird eine umfangreiche Evaluation von zentralen Maßnahmen zur Umsetzung der Energiewende ein weiterer wesentlicher Bestandteil des ersten Fortschrittsberichtes sein. Auf Basis einer solchen Untersuchung können Handlungsoptionen identifiziert werden, um die Effizienz der Energiewendenumsetzung weiter verbessern zu können.

2 Die Energiewende und das energiepolitische Zieldreieck

Für den wirtschaftlichen Erfolg unseres Landes ist die Energiewende eine der größten Herausforderungen. Es gilt, sie zu einer Erfolgsgeschichte zu machen und Deutschland zu einem der modernsten und umweltschonendsten Energiestandorte der Welt zu entwickeln. Bei der Umsetzung der Energiewende will die Bundesregierung Bezahlbarkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit miteinander in Einklang bringen und die wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands sichern.

Die Energiewende kommt voran. Im Jahr 2012 waren die erneuerbaren Energien der zweitgrößte Stromerzeuger. Die Treibhausgase konnten bis zum Jahr 2012 um 24,7 Prozent gegenüber dem Jahr 1990 gesenkt werden. Bereinigt um Temperatur- und Lagerbestandseffekte hat sich der Primärenergieverbrauch um ein Prozent gegenüber dem Vorjahr verringert. Mit den Neufassungen des EEG im Jahr 2012 konnten die Förderkosten für Neuanlagen, insbesondere Einspeisevergütungssätze für Photovoltaik deutlich gesenkt werden.

Dennoch beinhaltet der Umbau der gesamten Energieversorgung nach wie vor große Herausforderungen, die immer wieder auch Anpassungen erforderlich machen werden, um das Zieldreieck einer sicheren, bezahlbaren und umweltverträglichen Energieversorgung zu gewährleisten.

Insbesondere sind Energiepreise und damit die Energiekosten in letzter Zeit auch für private Haushalte stark angestiegen.

Die Bundesregierung geht nach aktuellen Projektionen davon aus, dass durch die bisher beschlossenen und umgesetzten Maßnahmen bis 2020 eine Minderung der Treibhausgase bis zu 35 Prozent erreicht werden kann. Um das 40-Prozent-Ziel zu erreichen, sind gemäß dem im März 2013 vorgelegten Projektionsbericht, der den Rechtsbestand zum Oktober 2012 abbildet, weitere Maßnahmen erforderlich.



Die Entwicklung der Energieeffizienz ist zu verstetigen und die Senkung des Energieverbrauchs durch mehr Energieeffizienz muss als zentraler Bestandteil der Energiewende mehr Gewicht erhalten.

Die Versorgungssicherheit muss auch bei einer Umstellung der Energieversorgung auf Erneuerbare Energien und Energieeffizienz jederzeit gewährleistet bleiben.

Die Bundesregierung wird in all diesen Handlungsfeldern die notwendigen Maßnahmen ergreifen, angefangen mit der EEG-Novelle.

Das energiepolitische Zieldreieck bleibt Richtschnur der Energiepolitik. Für die Bundesregierung sind die Ziele des energiepolitischen Dreiecks – Klima- und Umweltverträglichkeit, Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit gleichrangig.

2.1 Versorgungssicherheit

Der jederzeit ausreichende, sichere und verlässliche Zugang zu Energiequellen ist für das Funktionieren einer modernen Industriegesellschaft unverzichtbar.

Mit dem Umbau der Energieversorgung durch die Umstellung auf erneuerbare Energieträger und Energieeffizienz gehen neue Herausforderungen einher. Das Stromsystem der Zukunft wird mehr und mehr von Wind und PV geprägt

sein. Dies erfordert ein ganz neues Zusammenspiel aller Akteure sowohl auf der Angebots- als auch auf der Nachfrageseite. Erforderlich ist eine Flexibilisierung des Gesamtsystems.

Versorgungssicherheit verdient daher besondere Aufmerksamkeit. Die Sicherheit der Energieversorgung ist wesentlich, um die hohe gesellschaftliche Akzeptanz der Energiewende in der Bevölkerung aufrechtzuerhalten. Im Jahr 2012 war die Versorgungssicherheit, d. h. die jederzeitige und ausreichende Energieversorgung von Haushalten und Wirtschaft gewährleistet. Die Struktur der deutschen Primärenergieversorgung ist weiterhin breit diversifiziert, d. h. weder der Primärenergieverbrauch noch die Stromerzeugung in Deutschland wird durch einen einzelnen Energieträger dominiert. Zugleich setzt sich der strukturelle Wandel weiter fort: Während der Primärenergieverbrauch der fossilen Energieträger sowie der Kernenergie zwischen 2008 und 2012 um rund 8,5 Prozent zurückgegangen ist, ist der Primärenergieverbrauch der erneuerbaren Energieträger im gleichen Zeitraum um 39 Prozent gestiegen.

Stromversorgung, Kraftwerke und Netze

Für die Sicherheit der Stromversorgung muss Strom zu jeder Zeit an jeder Stelle im deutschen und darüber hinaus im europäischen Stromnetz verfügbar sein. Zugleich gelten für den Transport von Strom komplexe technische Rahmenbedingungen. Des Weiteren ist die Speicherfähigkeit von Strom und seine Ersetzbarkeit durch andere Produkte derzeit aus technischen und wirtschaftlichen Gründen nicht in großem Umfang möglich. Auch unter diesen Herausforderungen war die Versorgungssicherheit bei Strom in Deutschland im Jahr 2012 unverändert sehr hoch. Die nachhaltigen Veränderungen des historisch gewachsenen Kraftwerksparks setzten sich fort (siehe Kapitel 7): Nachdem die inländische Kraftwerkskapazität im Jahr 2011 trotz der Abschaltung von acht Kernkraftwerken um rund 7,7 GW zunahm, sind im Jahr 2012 weitere rund 10,3 GW hinzugekommen. Der Anstieg geht vorrangig zurück auf den Ausbau von erneuerbaren Energien.

Deutschlandweit steht aktuell eine ausreichend gesicherte Kraftwerksleistung zur Deckung der Jahreshöchstlast zur Verfügung. Zudem ist Deutschland Teil des europäischen Stromverbundes, so dass im Bedarfsfall auch auf Reserven in den Nachbarländern – sofern verfügbar – zurückgegriffen werden könnte.

Um die für eine zuverlässige Energieversorgung auf absehbare Zeit notwendigen konventionellen Kraftwerkskapazitäten langfristig zu sichern, wird die Bundesregierung mittelfristig einen wettbewerblichen, technologieoffenen, kosteneffizienten und europarechtskonformen Kapazitätsmechanismus entwickeln.

Die Bundesregierung setzt sich für einen nachhaltigen, stetigen und bezahlbaren Ausbau erneuerbarer Energien ein. Es wird ein gesetzlich geregelter Ausbaukorridor festgelegt und der Ausbau gesteuert. So wird sichergestellt, dass die Ausbauziele erreicht werden und die Kosten im Rahmen bleiben. Wie bei Wind auf See orientiert sich der Ausbaupfad an den realistischen Ausbaumöglichkeiten.

Der Ausbaukorridor schafft Planungssicherheit für alle Beteiligten. Er gibt der Entwicklung der konventionellen Energiewirtschaft einen stabilen Rahmen und der Erneuerbare-Energien-Branche einen verlässlichen Wachstumspfad und ermöglicht zugleich eine schrittweise Anpassung des Strom- und Energieversorgungssystems an die Herausforderungen volatiler Stromerzeugung und dadurch eine kostengünstigere Systemintegration.

Ein stabiles Stromnetz ist für eine zuverlässige Stromversorgung unerlässlich. Nach wie vor ist die Netzqualität in Deutschland insgesamt sehr hoch und die Stromversorgung zählt zu einer der sichersten weltweit.

Beim Netzausbau sind zusätzliche Maßnahmen erforderlich. Es ist zwischen der deutschlandweiten und der regionalen Versorgungssicherheit zu unterscheiden. Die Situation in Süddeutschland dürfte vorübergehend angespannt bleiben. Der geplante Netzausbau kann diese Situation strukturell verbessern und sollte daher mit hoher Priorität und zügig umgesetzt werden. Hierzu sind die erforderlichen Leitungen bereits im Energieleitungsausbaugesetz von 2009 enthalten und die Genehmigungsverfahren bei den Landesbehörden laufen. Besondere Bedeutung, auch mit Blick auf den Stromaustausch mit unseren Nachbarn, kommt dabei dem Ausbau von Leitungen zur Übertragung von Erneuerbaren-Strom innerhalb Deutschlands und grenzüberschreitend zu.

Aufgrund von Netzengpässen war ein vermehrtes Eingreifen der Übertragungsnetzbetreiber im Winter 2012/2013 erforderlich, um die Systemsicherheit aufrechtzuerhalten. Dennoch war die Netzstabilität stets gewährleistet. Die Bundesregierung hat hierfür der Bundesnetzagentur mit der Reservekraftwerksverordnung und dem Wintergesetz die notwendigen Instrumente an die Hand gegeben, um die Versorgungssicherheit jederzeit zu gewährleisten.

Die Versorgungsqualität der Letztverbraucher von Strom war auch im Berichtszeitraum sehr gut. Mit einer durchschnittlichen Unterbrechungsdauer von 15,92 Minuten im Jahr 2012 („SAIDI-Index“) steht Deutschland hinsichtlich der Versorgungssicherheit im internationalen Vergleich mit an erster Stelle.

Der europäische Energiemarkt wächst zusammen. Durch das weitere Zusammenwachsen des europäischen Strommarktes zu einem europäischen Strombinnenmarkt wird die Versorgungssicherheit zusätzlich erhöht. Deutschland ist am Stromaustausch mit seinen Nachbarländern rege beteiligt. Wie schon in den Vorjahren war Deutschland auch im Jahr 2012 Nettoexporteur mit wachsender Tendenz.

Gasversorgung

Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit in der leitungsgebundenen Gasversorgung einschließlich Maßnahmen zur Bewältigung von Ausfällen eines oder mehrerer Versorger ist in Deutschland primär Aufgabe der am Markt tätigen Unternehmen.

Die Bundesnetzagentur, die gemäß § 54a Abs. 2 Nr. 1 EnWG die regelmäßige Erstellung und Aktualisierung der Risikobewertung vornimmt, legt in ihren Bericht vom April 2012 dar, dass die Erdgasversorgungslage in Deutschland in hohem Maße als sicher und zuverlässig zu bewerten ist. Wesentliche Säulen der deutschen Gasversorgung sind die Diversifikation der Bezugsquellen und Transportwege, die 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.

Das Versorgungssicherheitskonzept in Deutschland hat sich im Grundsatz bewährt. Die Gasversorgungsunternehmen haben – auch unter geänderten Rahmenbedingungen – die Versorgung mit Gas in Deutschland bisher stets gewährleistet (BMW 2013).

Importe von Energierohstoffen

Die deutsche Energieversorgung mit Importenergien war im Jahr 2012 trotz steigender Rohstoffpreise jederzeit sicher.

Die Importabhängigkeit der deutschen Energieversorgung ist weiterhin hoch, seit 2008 ist sie jedoch in der Summe leicht rückläufig. Auch im Jahr 2012 setzte sich der Trend von leicht sinkenden Versorgungsbeiträgen der Importenergien Kernenergie, Mineralöl und teilweise Gas fort. Die Versorgungsanteile der erneuerbaren Energien nahmen indes leicht zu. Gleiches galt für den Anteil der Braunkohle. Zusammen mit der Steigerung der Energieeffizienz werden die erneuerbaren Energien die Abhängigkeit von Preisschwankungen auf den internationalen Energiemärkten reduzieren und somit zur Versorgungssicherheit beigetragen.

Die Versorgung Deutschlands mit energetischen Rohstoffen war im Jahr 2012 wie in den Vorjahren sicher. Der Ausfall von Gaslieferungen aus dem Ausland im Februar 2012 in einer besonderen Kälteperiode stellte die Erdgasversorgungsunternehmen zwar vor besondere Herausforderungen. Die Unternehmen waren jedoch in der Lage, die erforderlichen Gasmengen zu beschaffen und Lieferengpässe weitgehend zu vermeiden (BMW 2013a). Bei Steinkohle sowie bei den anderen Versorgungssystemen, wie Mineralölprodukte, Fernwärme und Festbrennstoffe sind 2012 keine Lieferausfälle oder Engpässe aufgetreten.

2.2 Wirtschaftlichkeit

Die Energiewende ist nicht zum Nulltarif zu haben, sie muss jedoch wirtschaftlich und bezahlbar bleiben. Wirtschaftlichkeit beinhaltet, neben den Kosten auch die Vorteile zu sehen, die sich aus der Modernisierung der Energieversorgung für den Wirtschaftsstandort Deutschland ergeben. Trotz solcher positiver Effekte ist es entscheidend, dass die Kosten im Rahmen bleiben. Die Kosten sind in den letzten Jahren in einigen Bereichen zu stark und zu schnell angestiegen. Die Bundesregierung achtet daher bei der Umsetzung der Energiewende mit Nachdruck darauf, die Kostendynamik zu bremsen. Energie muss insgesamt bezahlbar bleiben.

In der Öffentlichkeit wurde 2012 vermehrt die Frage nach den „Kosten der Energiewende“ gestellt. Dabei stand die Entwicklung bei der EEG-Umlage im Vergleich zu anderen erheblichen Bestandteilen der Energiekosten stark im Vordergrund. Nicht jede gegenwärtige Entwicklung ist der Energiewende zuzurechnen. Auch ohne die Energiewende wären Kosten etwa für eine Modernisierung des Kraftwerkparks und der Netzinfrastruktur, den Verbrauch von Energieträgern oder für die Renovierung von Gebäuden angefallen. Eine gesamtwirtschaftliche Bewertung der Effekte der Energiewende muss darüber hinaus Rückkopplungen auf andere Bereiche des Energiesektors oder der Volkswirtschaft einbeziehen. Quantitative Aussagen zu entsprechenden Nettoeffekten kann eine saldierende Betrachtung liefern. Dabei muss die tatsächliche Entwicklung mit Energiewende einer hypothetischen Entwicklung „ohne Energiewende“ gegenübergestellt werden. Eine solche vergleichende Analyse ist für den kommenden Fortschrittsbericht vorgesehen.

Preise und Kosten

Eine wirtschaftliche Energieversorgung trägt dazu bei, dass Energiekosten in einem Rahmen bleiben, in dem Energie für Haushalte bezahlbar ist und energieintensive Unternehmen in Deutschland im internationalen Vergleich wettbewerbsfähig sein können. Schließlich setzen angemessene Energiepreise Anreize zur effizienten Energienutzung und Energieeinsparung. Im Berichtsjahr 2012 sind die Endverbraucherpreise für Energie und damit die Energiekosten für Haushalte und viele Unternehmen angestiegen. Die Großhandelspreise sind gesunken (siehe Kapitel 11). Insbesondere das Stromangebot der erneuerbaren Energien hat preisdämpfende Auswirkungen auf die Strompreise an der Börse, auf der das erneuerbare Energien Stromangebot vermarktet wird. Der überwiegende Anteil der erneuerbaren Energien hat keine Brennstoffkosten und CO₂-Kosten, die bei konventionellen Energien die Grenzkosten ausmachen.

Der Trend steigender Energiepreise ist nicht allein auf die Energiewende zurückzuführen und beschränkt sich nicht auf Deutschland, sondern betrifft die meisten EU-Mitgliedsstaaten und übrigen Industrieländer. Der wichtigste Grund hierfür sind steigende Preise von Erdöl und Erdgas an den internationalen und EU-Märkten. Im Preisanstieg für diese Energieressourcen kommt die gestiegene weltweite Ressourcen- und Endenergienachfrage zum Ausdruck. Auf dem nationalen Markt spiegelte sich dies in Preisanstiegen für Kraftstoffe, Heizöl und Gas wider. Diese Preisanstiege fielen jedoch 2012 insbesondere für Mineralölprodukte geringer aus als im Vorjahr.

Im Bereich der Stromversorgung, der durch die Energiewende einem beschleunigten Wandel unterzogen wird, setzte sich 2012 der Anstieg der Verbraucherpreise fort, wenn auch im geringeren Umfang als im Vorjahr 2011. Gleiches gilt für die EEG-Umlage, die weiterhin einen wesentlichen Strompreisbestandteil darstellt. Während die Umlage zwischen 2011 und 2012 um lediglich 0,06 ct/kWh anstieg, erhöhte sie sich im Jahr 2013 auf ein Niveau 5,28 ct/kWh. Sie hat mittlerweile eine Höhe erreicht, die für private Haushalte und weite Teile der Wirtschaft, insbesondere auch mittelständische Unternehmen, zum Problem wird, wenn es nicht gelingt, die Kostendynamik zu entschärfen (siehe Kapitel 6 und 11). Beim weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien ist der Kosteneffizienz und Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems einschließlich des Netzausbaus und der notwendigen Reservekapazitäten eine höhere Bedeutung zuzumessen. Mit der grundlegenden Reform des EEG im Jahr 2014, will die Bundesregierung den Kostenanstieg spürbar bremsen. Dazu werden die Vergütungssysteme vereinfacht und die Kosten auf einem vertretbaren Niveau stabilisiert.

Mit steigenden Preisen für Kraftstoffe, Brennstoffe und Strom sind auch die Energiekosten der privaten und gewerblichen Verbraucher 2012 weiter angestiegen. Einkommensschwache Haushalte, bei denen Energiekosten einen vergleichsweise hohen Anteil am Nettoeinkommen ausmachen, sind von diesen Preissteigerungen besonders belastet. Die Gesamtkosten für die Energiebereitstellung eines privaten Haushalts sowie für den Endenergieverbrauch in Deutschland lagen 2012 um jeweils rund 5 Prozent höher als 2011. Die Energiebezugskosten der Industrie haben weniger stark um rund 1,6 Prozent zugenommen (siehe Kapitel 11.3).

Der Umbau der Energieversorgung hin zu einem weitgehend auf erneuerbaren Energien beruhendem System, wie er von der Bundesregierung angestrebt und von einer breiten Mehrheit der Bevölkerung unterstützt wird, erfordert hohe Investitionen und kommt daher nicht ohne finanzielle Belastungen aus. Durch technischen Fortschritt werden erneuerbare Energien langfristig tendenziell günstiger, während die Preise von fossilen Brennstoffen steigen könnten. Die Energiewende reduziert damit die Abhängigkeit vom generellen Trend der Preissteigerungen an den internationalen Rohstoffmärkten. Durch den Einsatz erneuerbarer Energien und Energieeffizienz wird die Nachfrage nach fossilen Brennstoffen gedämpft. So konnten im Jahr 2012 fossile Brennstoffkosten in Höhe von ca. 10 Milliarden Euro durch erneuerbare Energien bzw. 26 Milliarden Euro durch Energieeffizienz eingespart werden. Des Weiteren werden Klimafolgekosten vermieden (siehe Kapitel 12.3).

Energiewende und Marktwirtschaft

Die Herausforderungen aber auch die Chancen der Energiewende machen deutlich, dass die Folgen des Umbaus der Energieversorgung nicht nur die Energiewirtschaft betreffen sondern die gesamte Volkswirtschaft. So geht dieser Umbau einher mit einem tiefgreifenden Strukturwandel in der Wirtschaft und in der Arbeitswelt (siehe Kapitel 12). Durch Innovation und Kreativität werden Modernisierungen angeschoben und die zukünftige Wettbewerbsfähigkeit sowie Arbeitsplätze gesichert.

Marktwirtschaftliche Strukturen und ein funktionierender Wettbewerb auf den Energiemärkten schaffen die Voraussetzungen für eine bezahlbare Energiebereitstellung und -nutzung. Maßnahmen zur Umsetzung der Energiewende sind vor allem unter dem Gesichtspunkt der Kosteneffizienz zu entwickeln und sollten verstärkt auf wettbewerbliche und technologieoffene Lösungen setzen. Die Förderung des Wettbewerbs bleibt ein wichtiges Element der Energiepolitik. Im Bereich der erneuerbaren Energien ist die zunehmende Marktintegration durch die Einführung der Direktvermarktung ein zentraler Schritt. Auch der europaweite Netzausbau und die Integration der deutschen Netzinfrastruktur sowie die zunehmende Marktkopplung und die vollständige Binnenmarktliberalisierung spielen eine zunehmend wichtigere Rolle. Im europäischen und globalen Wettbewerb müssen faire Bedingungen für die in Deutschland produzierenden Unternehmen gegeben sein. Nur so kann der Wirtschaftsstandort Deutschland auch in Zukunft gesichert sein. Maßnahmen, wie die Regelungen zum Ausgleich von emissionshandelsbedingten Strompreiserhöhungen und die besondere Ausgleichsregelung tragen dazu bei, stromintensive Unternehmen in ihrer internationalen Wettbewerbsfähigkeit nicht zu gefährden, sowie geschlossene Wertschöpfungsketten und industrielle Arbeitsplätze dauerhaft zu erhalten.

2.3 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 schont die natürlichen Lebensgrundlagen und schafft die Voraussetzungen für die wirtschaftliche und soziale Entwicklung Deutschlands.
--

Derzeit beruht die deutsche Energieversorgung zu hohen Anteilen auf endlichen konventionellen Energiequellen wie Kohle, Erdöl, Uran und Erdgas. Mit der Förderung, Umwandlung und Nutzung dieser Energiequellen sind Klima- und Umweltbelastungen verbunden.

Ausgehend von diesem Befund hat die Bundesregierung die Wende zu einer nachhaltigen Energieversorgung eingeleitet. Hierbei orientiert sie sich am Ziel der Industriestaaten, ihren Treibhausgasausstoß bis 2050 um 80 bis 95 Prozent zu mindern. Um dies zu erreichen, setzt die Bundesregierung im Wesentlichen auf zwei Strategien: zum einen die Steigerung der Energieeffizienz und zum anderen auf den stetigen Ausbau der erneuerbaren Energien zum Hauptpfeiler unserer Energieversorgung (Anteil am Bruttoendenergieverbrauch: 18 Prozent bis 2020, 60 Prozent bis 2050). Zwischen 2008 und 2012 konnte der Primärenergieverbrauch um 4,3 Prozent gesenkt, die Energieproduktivität um durchschnittlich 1,1 Prozent pro Jahr gesteigert werden. Der Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Bruttoendenergieverbrauch hat sich zwischen 2000 und 2012 mehr als verdreifacht.

Die Energiewende ist in den europäischen und internationalen Kontext einzubetten. Gleichzeitig setzt sich die Bundesregierung dafür ein, dass der europäische und internationale Rahmen zur Energiewende passt. Die Bundesregierung wird weiter für ein weltweit geltendes, verbindliches Klimaschutzabkommen eintreten, das auf der Basis einer fairen Lastenteilung nachprüfbar Verpflichtungen für alle großen CO₂-Emittenten vorsieht und Produktionsverlagerungen in Länder ohne Klimaschutz verhindert. Sie hat dabei auch die wirtschaftlichen, sicherheitspolitischen und entwicklungspolitischen Auswirkungen des Klimawandels im Blick.

Klimawandel

Mehr als 80 Prozent der deutschen Treibhausgasemissionen sind energiebedingt und stammen im Wesentlichen aus den Sektoren Energiewirtschaft, Gebäude und Verkehr. Alleine die Stromerzeugung ist für mehr als 40 Prozent dieser energiebedingten Treibhausgasemissionen verantwortlich. Bis zum Jahr 2012 wurde bereits eine Gesamtreduktion um 24,7 Prozent gegenüber 1990 erreicht. Im Energiesektor haben vor allem die Umstellung auf emissionsärmere Energieträger und eine gesteigerte Effizienz zu dieser Minderung beigetragen.

Der zwischenstaatliche Ausschuss für Klimaänderungen (Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC) ist derzeit in der Berichtsrunde zum 5. Sachstandsbericht, in dem der Stand der weltweiten Klimaforschung zusammengefasst wird. Die vorliegenden wissenschaftlichen Erkenntnisse sind eindeutig: Schwerwiegende Folgen des Klimawandels lassen sich nur vermeiden, wenn die Oberflächentemperatur der Erde – im Vergleich zur vorindustriellen Zeit – um nicht mehr als 2 Grad Celsius ansteigt.

Risiken für Umwelt und Gesundheit

Neben den Treibhausgasen Kohlendioxid und Methan werden bei der energetischen Nutzung fossiler und biogener Energieträger auch eine Reihe weiterer Schadstoffe freigesetzt. Alleine die Verbrennung fossiler und biogener Energieträger war im Jahr 2012 für ca. 85 Prozent der Stickoxidemissionen, ca. 67,5 Prozent der Feinstaubemissionen (PM_{2,5}) und für ca. 78 Prozent der Quecksilberemissionen verantwortlich. Die freigesetzten Schadstoffe belasten nicht nur die natürliche Umwelt, sondern wirken sich auch nachteilig auf die menschliche Gesundheit aus.

Bei der Gestaltung einer umweltgerechten Energieversorgung sind neben den Emissionen aus den Energiewandlungsprozessen auch die potenziellen Umwelt- und Gesundheitsgefahren durch Störfälle in Betracht zu ziehen. Schwerwiegende Unfälle im Bereich der Kernenergienutzung treten zwar selten auf, können aber verheerende Folgen haben, wie im März 2011 im japanischen Fukushima. Mit dem Standortauswahlgesetz für ein Endlager für Wärme entwickelnde radioaktive Abfälle vom Juli 2013 wurde der Weg für eine neue ergebnisoffene Endlagersuche in Deutschland freigelegt. Hierzu wird eine pluralistisch besetzte Kommission einberufen, die voraussichtlich bis Ende 2015 u.a. Vorschläge zu Grundsatzfragen der Entsorgung, zu den Sicherheitsanforderungen sowie zu geologischen Ausschluss- und Auswahlkriterien, erarbeiten soll.

Inanspruchnahme erschöpfbarer Ressourcen

Endliche Ressourcen sollten schonend genutzt werden, um Handlungsoptionen für kommende Generationen zu erhalten. Mit einer effizienten Ressourcennutzung sind auch eine geringere Belastung der Umwelt und ökonomische Vorteile verbunden. Unter dem Blickwinkel der Ressourcenschonung ist im Energiebereich vor allem die Schonung begrenzter Rohstoffe, aber auch eine nachhaltige Biomassenutzung zu beachten.

Ziel einer umweltgerechten Energieversorgung muss es darüber hinaus sein, die Flächeninanspruchnahme für die Gewinnung, die Verarbeitung und den Transport von Energieträgern zu minimieren und die dauerhafte Degradation von Böden und den Verlust landwirtschaftlicher Nutzfläche zu vermeiden.

Auswirkungen auf die Natur

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 ist es von zentraler Bedeutung, angepasste Standorte für die verschiedenen Anlagen zu finden, um so die nachteiligen Effekte auf Natur und Landschaft zu minimieren.

Maßnahmen zur Verbesserung der Umweltverträglichkeit

Alle mit der Energienutzung genannten Umweltauswirkungen lassen sich grundsätzlich durch eine höhere Effizienz bei der Erzeugung und der Nutzung von Energie verringern. Das Energiekonzept enthält daher weitreichende quantitative Ziele und Maßnahmen zur Reduktion des Energieverbrauchs im Gebäude- und Verkehrssektor sowie zur Effizienzsteigerung bei der Stromerzeugung und -nutzung.

Mit dem kontinuierlichen Ausbau der erneuerbaren Energien setzt das Energiekonzept zudem auf regenerative Energieträger, die weitgehend emissionsfrei sind. Insbesondere der Ersatz fossiler Energieträger durch Wind- und Sonnenenergie in der Stromerzeugung sowie der zunehmende Einsatz erneuerbarer Energien (Wärme, Kälte, Strom) im Gebäude- und Verkehrssektor verringern die Treibhausgas- und Luftschadstoffemissionen substanziell. Durch den schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie bis Ende 2022 wird auch das entsprechende Restrisiko der Kernkraft in Deutschland erheblich reduziert.

3 Quantitative Ziele und Indikatoren für das Monitoring der Energiewende

3.1 Quantitative Ziele der Energiewende

Das Energiekonzept vom 28. September 2010 enthält ambitionierte quantitative Ziele, welche auch weiterhin Bestand haben. Diese sind in Tabelle 3.1 zusammenfassend dargestellt. In Tabelle 3.1 unterscheiden sich die Zahlen für das Jahr 2011 auf Grund von Datenaktualisierungen und methodischer Veränderungen vom ersten Monitoring-Bericht.

Um diese ambitionierten langfristigen Ziele zu erreichen, wurden verschiedene Maßnahmen in den einzelnen Handlungsfeldern der Energiewende auf den Weg gebracht. Mit diesen Maßnahmen, auf deren Umsetzung in den entsprechenden Kapiteln genauer eingegangen wird, sollen die richtigen sektorspezifischen Rahmenbedingungen gesetzt werden. Eine ausführliche Evaluation der beschlossenen Maßnahmen zur Umsetzung der Energiewende ist für den Fortschrittsbericht 2014 vorgesehen.

3.2 Indikatoren für das Monitoring der Energiewende

Das Monitoring der Energiewende stützt sich auf öffentlich zugängliche und überprüfbare Fakten. 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 verwendete Indikatorik ist im Folgenden mit Zuordnung zu den einzelnen Themenfeldern aufgelistet. Die rot gekennzeichneten Indikatoren (Leitindikatoren) korrespondieren direkt mit einem im Energiekonzept genannten quantitativen Ziel (siehe Tabelle 3.1). Die übrigen Indikatoren geben zusätzliche Informationen zur Entwicklung von Kenngrößen in den verschiedenen Bereichen der Energiewende. Das verwendete Indikatoren-Set ist nicht abschließend festgelegt. In der Diskussion sind zusätzliche Indikatoren, so dass in den künftigen Monitoring-Berichten je nach Datenverfügbarkeit Weiterentwicklungen möglich sind.

Tabelle 3.1: Status quo und quantitative Ziele der Energiewende

Kategorie	2011	2012	2020	2050		
				2030	2040	2050
Treibhausgasemissionen						
Treibhausgasemissionen (gegenüber 1990)	-25,6%	-24,7%	mindestens -40%	mindestens -55%	mindestens -70%	mindestens -80% bis -95%
Erneuerbare Energien						
Anteil am Bruttostromverbrauch	20,4%	23,6%	mindestens 35%	mindestens 50% (2025: 40 bis 45%)	mindestens 65% (2035: 55 bis 60%)	mindestens 80%
Anteil am Bruttoendenergieverbrauch	11,5%	12,4%	18%	30%	45%	60%
Effizienz						
Primärenergieverbrauch (gegenüber 2008)	-5,4%	-4,3%	-20%		-50%	
Bruttostromverbrauch (gegenüber 2008)	-1,8%	-1,9%	-10%		-25%	
Anteil der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung	17,0%	17,3%	25%			
Endenergieproduktivität	1,7% pro Jahr (2008–2011)	1,1% pro Jahr (2008–2012)	2,1% pro Jahr (2008–2050)			
Gebäudebestand						
Primärenergiebedarf	–	–	–	in der Größenordnung von -80%		
Wärmebedarf	–	–	-20%	–		
Sanierungsrate	rund 1%	rund 1%		Verdopplung auf 2% pro Jahr		
Verkehrsbereich						
Endenergieverbrauch (gegenüber 2005)	-0,7%	-0,6%	-10%	-40%		
Anzahl Elektrofahrzeuge	6.547	10.078	1 Million	6 Millionen	–	

Die Zahlen für das Jahr 2011 unterscheiden sich aufgrund von Datenaktualisierungen und methodischer Veränderungen vom ersten Monitoring-Bericht.

<p>Energieversorgung Kapitel 4</p> <ul style="list-style-type: none"> • Primärenergieverbrauch nach Energieträgern • Endenergieverbrauch nach Energieträgern • Endenergieverbrauch nach Sektoren • Bruttostromverbrauch • Nettostromverbrauch nach Sektoren • Bruttostromerzeugung nach Energieträgern 	<p>Energieeffizienz Kapitel 5</p> <ul style="list-style-type: none"> • Primär- und Endenergieproduktivität der Gesamtwirtschaft • Bereinigte Primär- und Endenergieproduktivität der Gesamtwirtschaft • Stromproduktivität der Gesamtwirtschaft • Endenergieproduktivität im Sektor Industrie • Endenergieproduktivität im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen 	<p>Erneuerbare Energien Kapitel 6</p> <ul style="list-style-type: none"> • Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergie- und Bruttostromverbrauch • Stromerzeugung, Endenergie- und Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien • Besondere Ausgleichsregelung • Aufteilung EEG-Umlage nach Anlagenkategorie • Summe Börsenstrompreis und EEG-Umlage • Merit-Order-Effekt 	<p>Kraftwerke Kapitel 7</p> <ul style="list-style-type: none"> • Leistung der deutschen Kraftwerke • Leistung der Kraftwerke auf Basis von erneuerbaren Energien • Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung an der Nettostromerzeugung • Kraftwerksbestand nach Bundesländern • Bau und Planung konventioneller Kraftwerke • Pumpspeicherkraftwerke • Marktanteile der vier größten Stromerzeuger 	<p>Netze Kapitel 8</p> <ul style="list-style-type: none"> • Stromkreislänge Höchst- und Hochspannungsnetze • Netz-Investitionen • Entwicklung der durchschnittlichen Netzentgelte • Kosten für Systemdienstleistungen • SAIDI-Strom • Investitionen in intelligente Netze und Zähler • Physikalische Stromflüsse in den Grenzkapazitäten
<p>Gebäude Kapitel 9.1</p> <ul style="list-style-type: none"> • Primärenergiebedarf • Wärmebedarf • Sanierungsrate • Endenergieverbrauch Gebäude • Spezifischer Endenergieverbrauch für Raumwärme in privaten Haushalten • Flächenentwicklung von Gebäuden • Investitionen in den Gebäudesektor 	<p>Verkehr Kapitel 9.2</p> <ul style="list-style-type: none"> • Endenergieverbrauch im Sektor Verkehr • Bestand an Elektrofahrzeugen • Bestand an Fahrzeugen mit Brennstoffzellen • Kraftstoffverbrauch neu zugelassener Pkw • Verkehrsleistung im Personen- und Güterverkehr 	<p>Treibhausgasemissionen Kapitel 10</p> <ul style="list-style-type: none"> • Treibhausgasemissionen • Treibhausgasemissionen nach Quellgruppen • Entwicklung der energiebedingten CO₂-Emissionen • CO₂-Emissionen der Stromerzeugung • Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Bezug zu Bevölkerung und BIP • Vermiedene Treibhausgasemissionen durch Einsatz erneuerbarer Energien 	<p>Energiekosten Kapitel 11</p> <ul style="list-style-type: none"> • Preisentwicklung energetischer Rohstoffe • CO₂-Preise • Erdgaspreise nach Abnahmefall • Mineralölpreise • Strompreise nach Abnahmefall • Europäischer Strom- und Erdgaspreisvergleich nach Abnahmefall • Entlastungsregelungen für die Wirtschaft • Energiekosten nach Zielgruppen und Einkommensanteil • Energiekosten für ausgewählte Wirtschaftszweige • Anteil der Stromkosten am BIP 	<p>Gesamtwirtschaftliche Effekte Kapitel 12</p> <ul style="list-style-type: none"> • Investitionen in erneuerbare Energien • Rückgang fossiler Brennstoffimporte durch erneuerbare Energien und Energieeffizienz • Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien • Beschäftigungseffekte durch Energieeffizienzmaßnahmen • Beschäftigungseffekte im konventionellen Energiesektor • Ausgaben des Bundes im Energieforschungsprogramm

3.3 Maßnahmen zur Umsetzung der Energiewende

Mit dem Energiekonzept vom September 2010 und dem Energiepaket vom Juni 2011 wurde der langfristige Umbau der Energieversorgung eingeleitet. Es sind bereits viele breit gefächerte Beschlüsse zur Umsetzung der Energiewende auf den Weg gebracht worden. Diese Maßnahmen betreffen alle zentralen Energiewende-Bereiche wie den Ausbau der erneuerbaren Energien, den Netzausbau, die Sicherung von Kraftwerkskapazitäten, die Steigerung der Energieeffizienz und die Energieforschung. Eine detaillierte Auflistung aller bis zur Bundestagswahl 2013 verabschiedeten Gesetze und Verordnungen findet sich im Anhang.

Einzelne Instrumente, welche im Berichtsjahr 2012 und auch im Jahr 2013 erlassen wurden, werden jeweils im letzten Unterkapitel der entsprechenden Kapitel kurz beschrieben und erläutert.

Energieeffizienz (Kapitel 5): Die Bundesregierung setzt zur Steigerung der Energieeffizienz verschiedene Instrumente ein. Neben Information und Beratung sowie verschiedenen Fördermaßnahmen gehören dazu auch ordnungspolitische Rahmensetzungen und fiskal-politische Regelungen.

Ausbau der erneuerbaren Energien (Kapitel 6): Mit zwei Neufassungen des EEG im Jahr 2012 wurden Kosten begrenzt und die Markt- und Systemintegration der erneuerbaren Energien verbessert. Der PV-Zubau wurde verstetigt und die Kosten der Einspeisevergütungssätze deutlich gesenkt. Während sie noch vor wenigen Jahren zwischen 32 und 43 ct/kWh lagen, betragen sie im Februar 2014 zwischen 9,4 und 13,5 ct/kWh. Darüber hinaus wurde festgelegt, dass die PV-Förderung ausläuft, wenn eine installierte Leistung von 52 GW erreicht ist. Im Bereich der Offshore Windenergie sind Haftungs- und Entschädigungsregelungen für eine verspätete Netzanbindung erlassen worden. Des Weiteren ist der Offshore-Netzentwicklungsplan festgelegt worden. Im Wärmesektor hat die Bundesregierung den ersten Erfahrungsbericht zum Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz vorgelegt, in dem unter anderem der Stand der Zielerreichung des gesetzlichen Ziels untersucht wird. Die erneuerbare Wärme wird überwiegend über Biomasse bereitgestellt. Das Marktanreizprogramm ergänzt das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz. Im Verkehrssektor wird der Anteil erneuerbarer Energien hauptsächlich durch Biokraftstoffe bereitgestellt. Hierzu regelt das Biokraftstoffquotengesetz die entsprechenden Quoten. Es wird durch die Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung ergänzt.

Optimierung des Kraftwerkparcs (Kapitel 7): Für eine sichere Stromversorgung muss jederzeit ausreichend Strom in Kraftwerken erzeugt werden können. Beim Umbau der Energieversorgung bedarf es hierfür eine Flexibilisierung des Gesamtsystems. Um die für eine zuverlässige Energieversorgung auf absehbare Zeit notwendigen konventionellen Kraftwerkskapazitäten langfristig zu sichern, wird die Bundesregierung mittelfristig einen wettbewerblichen, technologieoffenen, kosteneffizienten und europarechtskonformen Kapazitätsmechanismus entwickeln. Mit dem sog. Wintergesetz für Versorgungssicherheit und der Reservekraftwerksverordnung hat die Bundesregierung Maßnahmen ergriffen, um die Versorgungssicherheit in Deutschland zu gewährleisten. Mit der Novelle des Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetzes wird die Förderung des hocheffizienten KWK-Stroms weitergeführt. Auch Speicher sind ein wichtiger Baustein, um ein zukunftsfähiges Energiesystem auf der Basis erneuerbarer Energien zu schaffen. Die Bundesregierung treibt daher die Forschung und Entwicklung von Speichertechnologien voran.

Beschleunigung des Netzausbaus und Erhöhung der Netzstabilität (Kapitel 8): Ein beschleunigter Netzausbau ist für das Gelingen der Energiewende unverzichtbar. Die Bundesregierung hat daher wichtige Rahmenbedingungen für einen beschleunigten Netzausbau geschaffen. Mit dem novellierten Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) und dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) steht die Grundlage für den koordinierten, beschleunigten und transparenten Ausbau der Stromnetze. Als zentrales Instrument für den Ausbau der Übertragungsnetze legt der Bundesbedarfsplan die energiewirtschaftlich notwendigen und vordringlichen Projekte fest und beschleunigt die zugehörigen Verfahren. Mit der Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) soll die Systemstabilität erhöht werden, indem die Netzbetreiber in kritischen Situationen flexible industrielle Lasten vom Netz nehmen können.

Gebäude und Verkehr (Kapitel 9): Im Gebäudesektor bestehen große Potenziale für Effizienzsteigerungen, deren Hebung jedoch mit hohen jährlichen Investitionen verbunden ist. Mit der Energieeinsparverordnung (EnEV) werden Mindestanforderungen an die energetische Qualität der Gebäudehülle und der Anlagentechnik bei Neubauten und bei größeren Sanierungen von bestehenden Gebäuden gestellt. Das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) verpflichtet Bauherren seit dem Jahr 2009, den Wärmeenergiebedarf von neuen Gebäuden anteilig mit erneuerbaren Energien zu decken. Verschiedene KfW-Förderprogramme treiben die Effizienzerhöhung im Gebäudebereich voran. Im Verkehrssektor sind neben den EU-Verordnungen zur Verringerung der CO₂-Emissionen bei neuen Pkw und leichten Nutzfahrzeugen wesentliche Elemente das Kraftfahrzeugsteuergesetz und die Pkw-Verbrauchskennzeichnung sowie die Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie und das Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie.

Reduktion der Treibhausgasemissionen (Kapitel 10): Die Bundesregierung hat eine Reihe von Maßnahmen ergriffen, die – ausschließlich oder neben anderen Zielen – dazu dienen, die Klimaschutzziele zu erreichen. Hierzu gehören im Stromsektor sämtliche Maßnahmen, die im Bereich erneuerbare Energien ergriffen worden sind, ebenso wie die Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus und zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit. Des Weiteren dienen auch Maßnahmen zur Steigerung der Stromeffizienz der Senkung der Treibhausgasemissionen. Im Verkehrssektor sollen Maßnahmen wie die CO₂-Strategie der EU oder der Nationale Entwicklungsplan Elektromobilität dazu beitragen, die Emissionen dieses Sektors langfristig zu senken. Des Weiteren bestehen verschiedene Maßnahmen zur Finanzierung des Klimaschutzes wie etwa der Energie- und Klimafonds (EKF). Im Rahmen der Nationalen Klimaschutzinitiative werden Projekte und Programme zum Klimaschutz gefördert. Schließlich ist der Emissionshandel ein wichtiges übergreifendes Instrument in Deutschland und Europa mit dem Ziel einer Minderung der CO₂-Emissionen bis 2020 von 21 Prozent gegenüber 2005. Das Instrument erfasst etwa 50 Prozent der deutschen Treibhausgasemissionen. Im Rahmen der Internationalen Aktivitäten zum Klimaschutz ist insbesondere die Internationale Klimaschutzinitiative (IKI) zu nennen.

Wettbewerb und Bezahlbarkeit (Kapitel 11): Der Umbau der Energieversorgung hin zu einem weitgehend auf erneuerbaren Energien beruhendem System, wie er von der Bundesregierung angestrebt und von einer breiten Mehrheit der Bevölkerung unterstützt wird, erfordert hohe Investitionen und kommt daher nicht ohne finanzielle Belastungen aus. Hierbei ist auf die Bezahlbarkeit für die Verbraucher zu achten. Deutschland leistet mit der Energiewende im besonderen Maße einen Beitrag zu einer Energietechnologie-Entwicklung, die auch den gesamteuropäischen Klima- und Energiezielen dient. Es ist daher entscheidend, dass für die in Deutschland produzierenden Unternehmen, die im europäischen und globalen Wettbewerb stehen, faire Wettbewerbsbedingungen geschaffen werden, auch um eine Abwanderung ins Ausland zu vermeiden. Die preisliche Wettbewerbsfähigkeit energieintensiver Unternehmen wird von einer Reihe von Regelungen zu Steuern, Abgaben und Umlagen beeinflusst, von denen einzelne Regelungen in diesem Sinne im Jahr 2012 weiterentwickelt und ergänzt wurden. Zugleich wurde u.a. mit den neu eingerichteten Markttransparenzstellen für Strom und Gas sowie für Kraftstoffe der Wettbewerb auf den Energiemärkten gestärkt.

Gesamtwirtschaftliche Effekte (Kapitel 12): Der fortgesetzte Umbau der Energieversorgung hat auch 2012 erhebliche Impulse für Investitionen, Innovationen, Preise und Technologieentwicklung ausgelöst. Konkrete Auswirkungen der Energiewende auf die gesamtwirtschaftliche Entwicklung in Deutschland lassen sich gegenwärtig nur ansatzweise aufzeigen. Für genauere Aussagen müssen die Effekte, die der Energiewende zuzurechnen sind, von den übrigen Effekten unterschieden werden, die durch andere Einflussfaktoren, wie etwa dem weltwirtschaftlichen Umfeld, bedingt sind.

4 Entwicklung der Energieversorgung

Die wesentlich kältere Witterung des Jahres 2012 war ein maßgeblicher Grund dafür, dass der Primärenergieverbrauch im Jahr 2012 um 1,2 Prozent gegenüber dem Wert für 2011 gestiegen ist. Bereinigt um Temperatur- und Lagerbestandeffekte hat sich dagegen der Primärenergieverbrauch um 1,0 Prozent gegenüber dem Vorjahr verringert.

Fossile Energieträger haben im Jahr 2012 mit 79 Prozent weiterhin den höchsten Anteil am Primärenergieverbrauch. Der Beitrag der erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch konnte 2012 weiter ausgebaut werden und liegt im Jahr 2012 bei 11,6 Prozent.

Im Jahr 2012 lag der Bruttostromverbrauch bei 605,6 TWh und ist damit gegenüber 2011 unverändert. Gegenüber dem Basisjahr 2008 ist er um 1,9 Prozent gesunken.

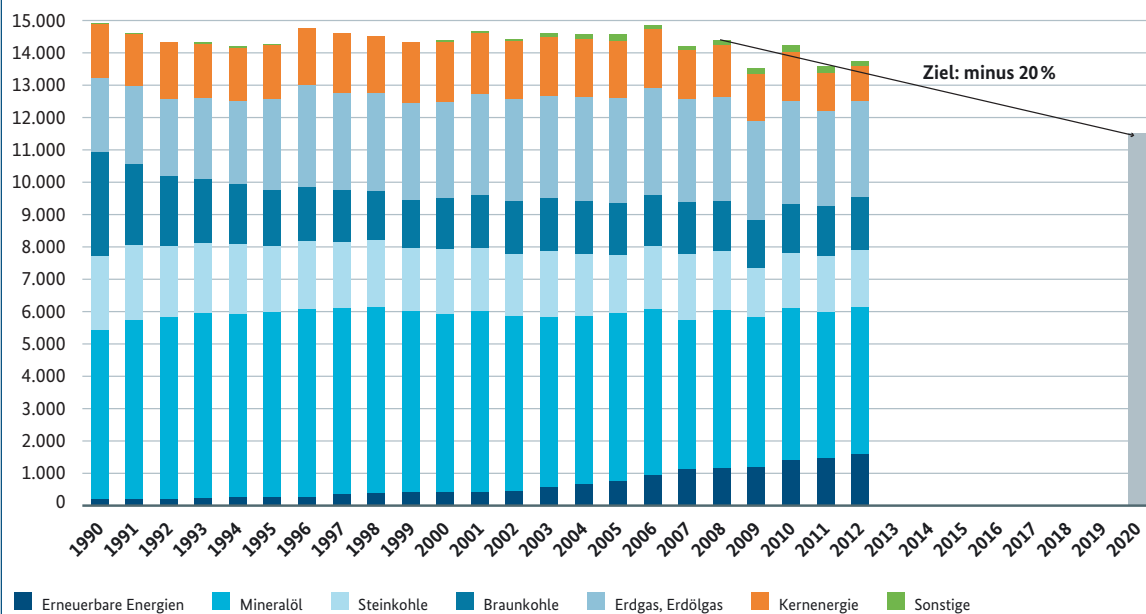
4.1 Entwicklung des Primärenergieverbrauchs

Ziel aus dem Energiekonzept 2010: Bis 2020 soll der Primärenergieverbrauch gegenüber 2008 um 20 Prozent und bis 2050 um 50 Prozent sinken.

2012 stieg der Primärenergieverbrauch in Deutschland gegenüber dem Vorjahr um 1,2 Prozent auf 13.757 PJ (siehe Abbildung 4.1). Der leichte Anstieg des Primärenergieverbrauchs im Jahr 2012 beruht nach Angaben der AG Energiebilanzen e. V. (AGEB) vorwiegend auf dem Mehrbedarf an Wärmeenergien infolge der gegenüber dem Vorjahr niedrigeren Temperaturen. Die gemessene Jahresdurchschnittstemperatur von 9,1°C für das Jahr 2012 war tiefer als im Vorjahr mit einer Jahresdurchschnittstemperatur von 9,6°C und lag auch unter der mittleren Jahresdurchschnittstemperatur der vergangenen zehn Jahre (Deutscher Wetterdienst). Dementsprechend war der Heizbedarf 2012 höher als im Vorjahr.

Es ist zu berücksichtigen, dass nach Revisionen und Aktualisierungen der Energiebilanzen durch die AG Energiebilanzen e.V. sich die Angaben zum Energieverbrauch in Deutschland auch rückwirkend zum Teil deutlich verändert haben. Insbesondere wurde der Primärenergieverbrauch für das Jahr Basisjahr 2008 von 14.216 PJ auf 14.380 PJ korrigiert. Damit hat sich der Primärenergieverbrauch im Jahr 2012 gegenüber dem Basisjahr 2008 um 4,3 Prozent verringert.

Abbildung 4.1: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern
in Petajoule (PJ)



Der nur auf fossilen Energieträgern und auf Kernenergie basierende Primärenergieverbrauch ist in Deutschland von 13.103 PJ im Jahr 2008 auf 11.993 PJ im Jahr 2012 und damit um rund 8,5 Prozent zurück gegangen.

Der Anteil der fossilen Energieträger am Primärenergieverbrauch blieb 2012 gegenüber dem Vorjahr mit 79 Prozent nahezu unverändert. Mineralöl leistete mit 33 Prozent weiterhin den größten Beitrag zur Deckung des Primärenergieverbrauchs. Es folgen das Erdgas mit knapp 22 Prozent und die Stein- und Braunkohlen mit jeweils etwa 12 Prozent. Der Anteil der Kernenergie sank von 8,7 Prozent im Jahr 2011 auf 8,0 Prozent. Der Beitrag der erneuerbaren Energien zum Primärenergieverbrauch ist 2012 von 10,8 Prozent im Jahr 2011 auf 11,6 Prozent gestiegen.

Der Primärenergieverbrauch in Deutschland liegt 2013 voraussichtlich um etwa 2,5 Prozent über dem Niveau des Vorjahres. Insgesamt wurden nach vorläufigen Berechnungen der AGEB 13.908 PJ Energie verbraucht. Den stärksten Einfluss auf die Entwicklung hatte die kühle Witterung im ersten Halbjahr. Unter Berücksichtigung des Temperatureffekts wäre der Energieverbrauch nur um etwa 1,1 Prozent gestiegen. Von der schwachen Konjunkturentwicklung gingen kaum verbrauchssteigernde Effekte aus.

Berücksichtigt man Witterungs- und Lagerbestandseffekte, ergibt sich für das Jahr 2012 ein bereinigter Primärenergieverbrauch, der um ca. 1,0 Prozent unter dem Niveau des Vorjahres liegt.

Dieser Rückgang des um Temperatur- und Lagerbestand bereinigten Primärenergieverbrauchs im Jahr 2012 ist nach Einschätzung der AGEB das Ergebnis einer effizienteren Energienutzung. Diese hat die verbrauchssteigernden Effekte der zunehmenden Wirtschaftsleistung und des leichten Bevölkerungswachstums überkompensiert (siehe Kapitel 5).

Gemessen am Basisjahr 2008 zeigt die Entwicklung des temperatur- und lagerbestandsbereinigten Primärenergieverbrauchs auch weiterhin einen leicht rückläufigen Trend. Allerdings sind von Jahr zu Jahr Schwankungen erkennbar. Welche Schlussfolgerungen sich daraus ergeben, wird im Fortschrittsbericht untersucht.

4.2 Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren

Die im Vergleich zum Vorjahr leicht ansteigende Entwicklung des Primärenergieverbrauchs ist unter anderem das Ergebnis einer erhöhten Nachfrage nach Endenergie, insbesondere zur Abdeckung des Heizbedarfs. Dies lässt sich auch an der Verbrauchsstruktur in Abbildung 4.2 erkennen. Insbesondere der vorrangig zum Heizen verwendete Energieträger Erdgas wurde 2012 vermehrt benötigt und nahm gegenüber dem Vorjahr an Bedeutung zu.

Abbildung 4.2: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern
in Petajoule (PJ)

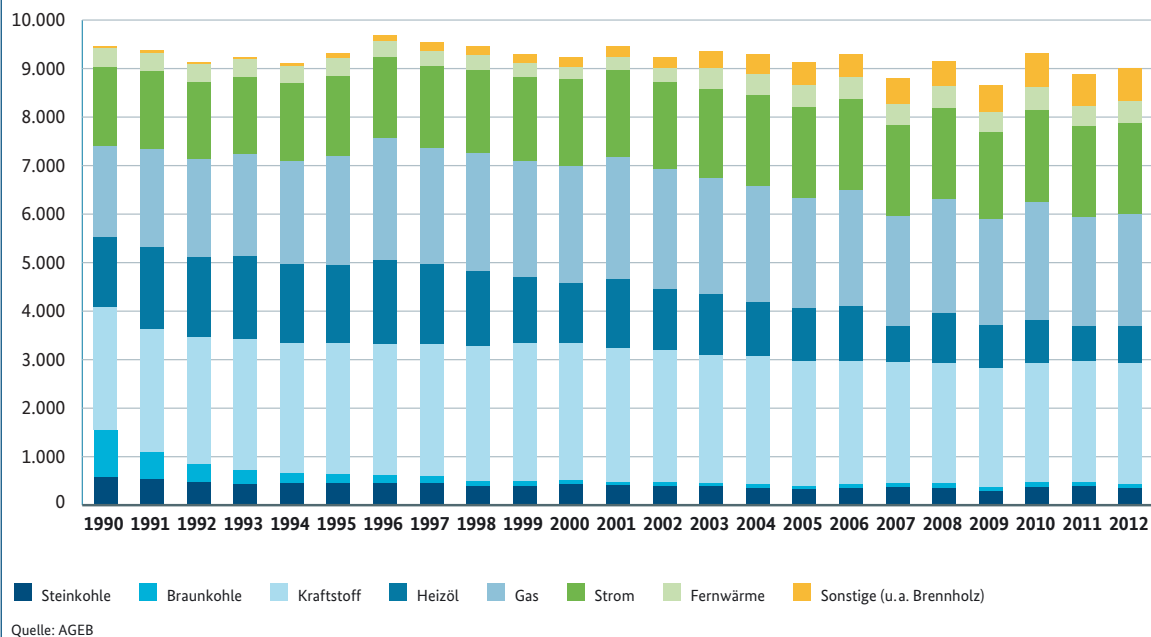


Abbildung 4.3: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Sektoren in Petajoule (PJ)

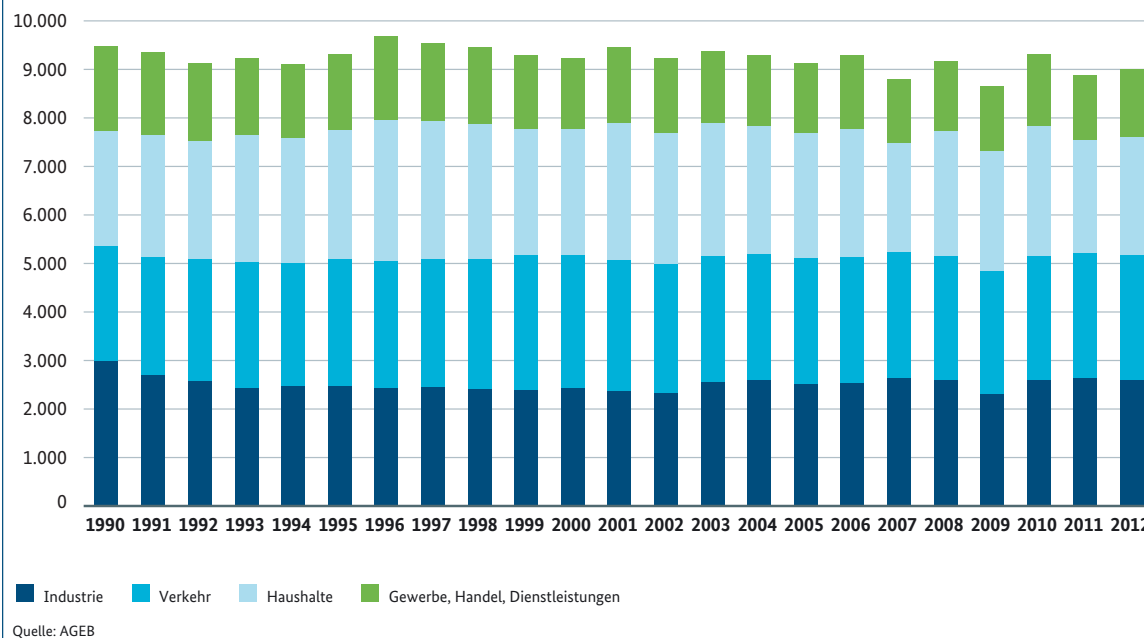


Abbildung 4.3 stellt die zeitliche Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Sektoren dar. Auch in dieser Abbildung ist die deutlich kühlere Witterung im Jahr 2012 gegenüber dem Vorjahr zu erkennen. Im Sektor Private Haushalte, in dem die Energie zu über 70 Prozent für Heizzwecke verwendet wird, ist der Endenergieverbrauch 2012 gegenüber dem Vorjahr angestiegen. Dagegen hat sich der Endenergieverbrauch in den weitgehend temperaturunabhängigen Sektoren Verkehr und Industrie im Jahr 2012 kaum verändert.

4.3 Entwicklung auf dem Strommarkt

4.3.1 Stromverbrauch

Ziel aus dem Energiekonzept 2010: Bis 2020 soll der Stromverbrauch gegenüber 2008 in einer Größenordnung von 10 Prozent und bis 2050 von 25 Prozent sinken.

Im Jahr 2012 lag der Bruttostromverbrauch bei 605,6 TWh und ist damit gegenüber 2011 unverändert. Gegenüber dem Jahr 2008 ist der Bruttostromverbrauch um 1,9 Prozent gesunken. Der durchschnittliche jährliche Rückgang des Bruttostromverbrauchs zwischen 2008 und 2012 beträgt 0,47 Prozent. Um das Ziel des Energiekonzepts zu erreichen, müsste der Bruttostromverbrauch zwischen 2008 und 2020 jährlich um durchschnittlich 0,87 Prozent zurückgehen.

Auf die Stromproduktivität (reales BIP pro Bruttostromverbrauch) als Indikator für Stromeffizienz wird in Kapitel 5 eingegangen.

Der von den Endverbrauchern konsumierte Nettostromverbrauch ging 2012 mit 519,3 TWh um 0,4 Prozent gegenüber dem Vorjahr (521,2 TWh) zurück. Der größte Anteil am Nettostromverbrauch entfällt mit 43,5 Prozent auf die Industrie.

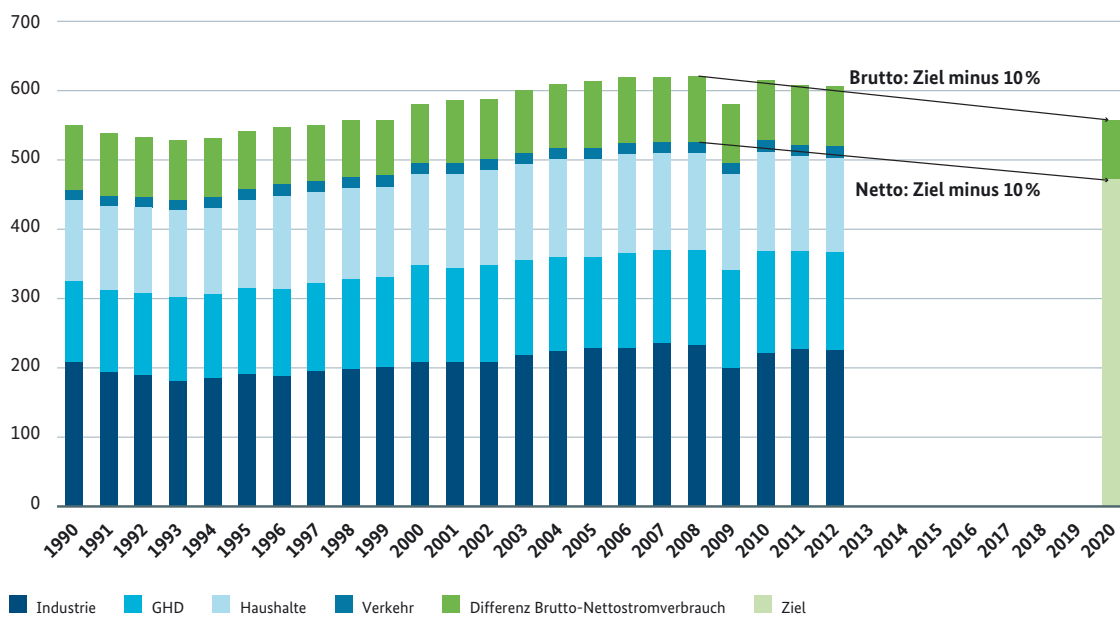
4.3.2 Stromerzeugung

Der notwendige Umbau der Stromversorgung soll neben dem stufenweisen Ausstieg aus der Kernenergie bis spätestens 2022 vor allem durch den Ausbau der erneuerbaren Energieträger gekennzeichnet sein. Im Jahr 2011 wurden acht Kernkraftwerke dauerhaft abgeschaltet, was einer installierten Leistung von 8,4 GW entsprach. Die installierte Leistung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien wurde bis Ende des Jahres 2012 auf insgesamt 75,6 GW ausgebaut (siehe Kapitel 7.1).

Die Bruttostromerzeugung in Deutschland nahm 2012 im Vergleich zum Vorjahr um 2,7 Prozent zu und stieg dabei auf insgesamt 629,8 TWh an. Da gleichzeitig der Stromverbrauch in Deutschland stagnierte, führte dies zu einem Exportüberschuss in Höhe von 23,1 TWh (siehe Kapitel 8.5).

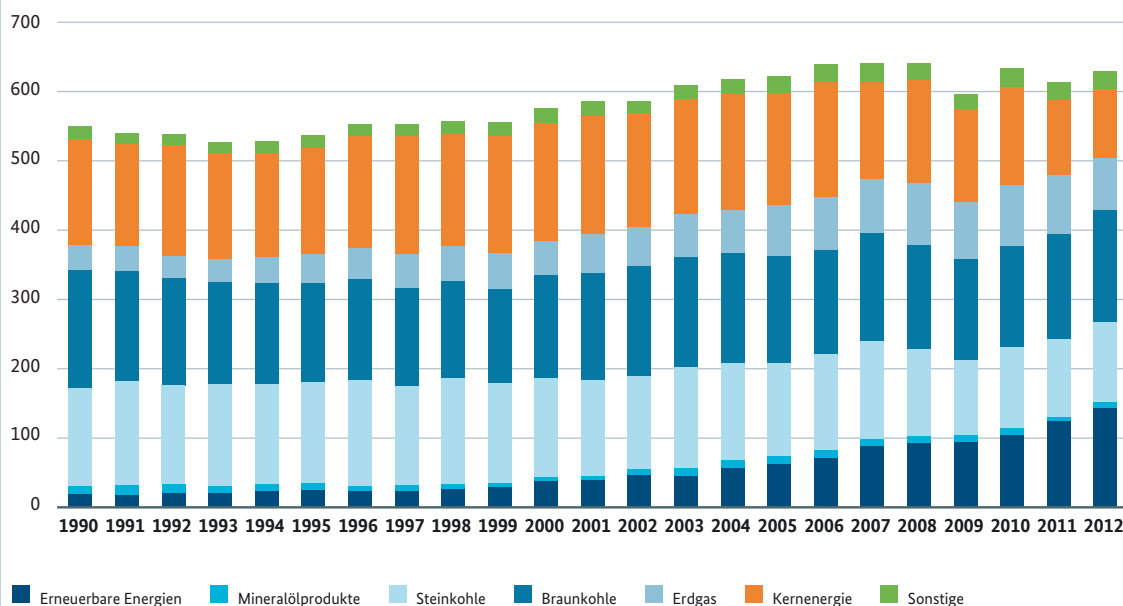
Den größten Anteil an der Bruttostromerzeugung haben nach wie vor die Braunkohlekraftwerke. Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung ist von 14,6 Prozent im Jahr 2008 auf 22,8 Prozent angestiegen und ist damit zweitgrößter Stromerzeuger in Deutschland. Die Windkraft ist mit einem Anteil von rund 8 Prozent an der gesamten Stromerzeugung auch im Jahr 2012 bedeutendster erneuerbarer Energieträger (siehe Kapitel 6). Weitere Anteile an der Bruttostromerzeugung hatten 2012 die Steinkohlenkraftwerke mit 18,5 Prozent, die Kernkraftwerke mit 15,8 Prozent und die Erdgaskraftwerke mit 12,1 Prozent. Der Anteil der Kernenergie und des Erdgases an der Bruttostromerzeugung ist 2012 gegenüber dem Vorjahr rückläufig. Der Anteil der Nettostromerzeugung aus KWK-Anlagen stieg von 17,0 Prozent im Jahr 2011 auf 17,3 Prozent im Jahr 2012, was einer Zunahme der KWK-Nettostromerzeugung um 4,4 TWh entsprach (siehe Tabelle 7.1).

Abbildung 4.4: Entwicklung des Brutto- und Nettostromverbrauchs in TWh (Mrd. kWh)



Quelle: AGEB

Abbildung 4.5: Entwicklung der Bruttostromerzeugung nach Energieträgern in TWh (Mrd. kWh)



Quelle: AGEB

5 Energieeffizienz

Die Steigerung der Energieeffizienz ist ein Schlüsselfaktor bei der Umsetzung der Energiewende. Ein Indikator ist die Endenergieproduktivität. Sie setzt die Wirtschaftsleistung (etwa das BIP) ins Verhältnis zum Endenergieverbrauch. Die Energieproduktivität unterliegt einer Vielzahl von kurzfristig wirkenden Einflussfaktoren, die bei jährlicher Betrachtung der Entwicklung zu starken Schwankungen führen können.

Die durchschnittliche jährliche Wachstumsrate der Endenergieproduktivität im Zeitraum von 2008 bis 2012 liegt unter dem Zielwert des Energiekonzepts einer durchschnittlichen jährlichen Steigerung der Endenergieproduktivität um 2,1 Prozent.

Die Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie aus dem Jahr 2012 wird ebenfalls vor dem Hintergrund erfolgen, dass die Endenergieproduktivität in Zukunft weiter erhöht werden soll. Die Bundesregierung setzt die EU-Energieeffizienzrichtlinie auch mit neuen Maßnahmen sachgerecht um. Dies soll dazu beitragen, die Energieeffizienz-Ziele zu erreichen.

In einem Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz wird die Koalition die Ziele für die verschiedenen Bereiche, die Instrumente, die Finanzierung und die Verantwortung der einzelnen Akteure zusammenfassen. Der erste Aktionsplan wird im Jahre 2014 erarbeitet und von der Bundesregierung beschlossen werden.

5.1 Energieeffizienz als zentraler Bestandteil der Energiepolitik

Ziel aus dem Energiekonzept 2010: Bis 2020 soll der Primärenergieverbrauch gegenüber 2008 um 20 Prozent und bis 2050 um 50 Prozent sinken. Das erfordert pro Jahr eine Steigerung der Energieproduktivität um durchschnittlich 2,1 Prozent bezogen auf den Endenergieverbrauch.

Die Erhöhung der Energieeffizienz und die damit einhergehende Energieeinsparung ist eine tragende Säule der Energiewende, denn:

- Energieeffizienz trägt wesentlich zu einer Senkung der Kosten der Energieversorgung für Unternehmen und private Verbraucher bei und ist so gleichzeitig ein zentraler Wettbewerbsfaktor und damit ein wichtiges Element der Standortpolitik.
- Energieeffizienz senkt die Nachfrage nach Energie und leistet so einen wichtigen Beitrag zu größerer Versorgungssicherheit, zur Reduzierung der Importabhängigkeit und zur Steigerung der Reichweite der erschöpfbaren Energieträger.
- Energieeffizienz ist angewandte Umweltschutzpolitik und in vielen Fällen unter Kostengesichtspunkten der günstigste Weg, die klima- und energiepolitischen Ziele zu erreichen.

Dabei sollen die Energieeinsparungen durch eine Verbesserung der Energieeffizienz ohne Komforteinbußen und verbunden mit Impulsen für die wirtschaftliche Entwicklung erfolgen.

Die Senkung des Energieverbrauchs durch mehr Energieeffizienz muss als zentraler Bestandteil der Energiewende mehr Gewicht erhalten. Fortschritte bei der Energieeffizienz erfordern einen sektorübergreifenden Ansatz, der Gebäude, Industrie, Gewerbe und Haushalte umfasst und dabei Strom, Wärme und Kälte gleichermaßen in den Blick nimmt. Ausgehend von einer technisch-wirtschaftlichen Potenzialanalyse sollen Märkte für Energieeffizienz entwickelt und dabei alle Akteure eingebunden werden. Der Kurs einer Steigerung der Energieeffizienz durch einen Mix aus „Fordern und Fördern“, Standards, Information und Anreize wird mit einem Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz noch in 2014 fortgesetzt.

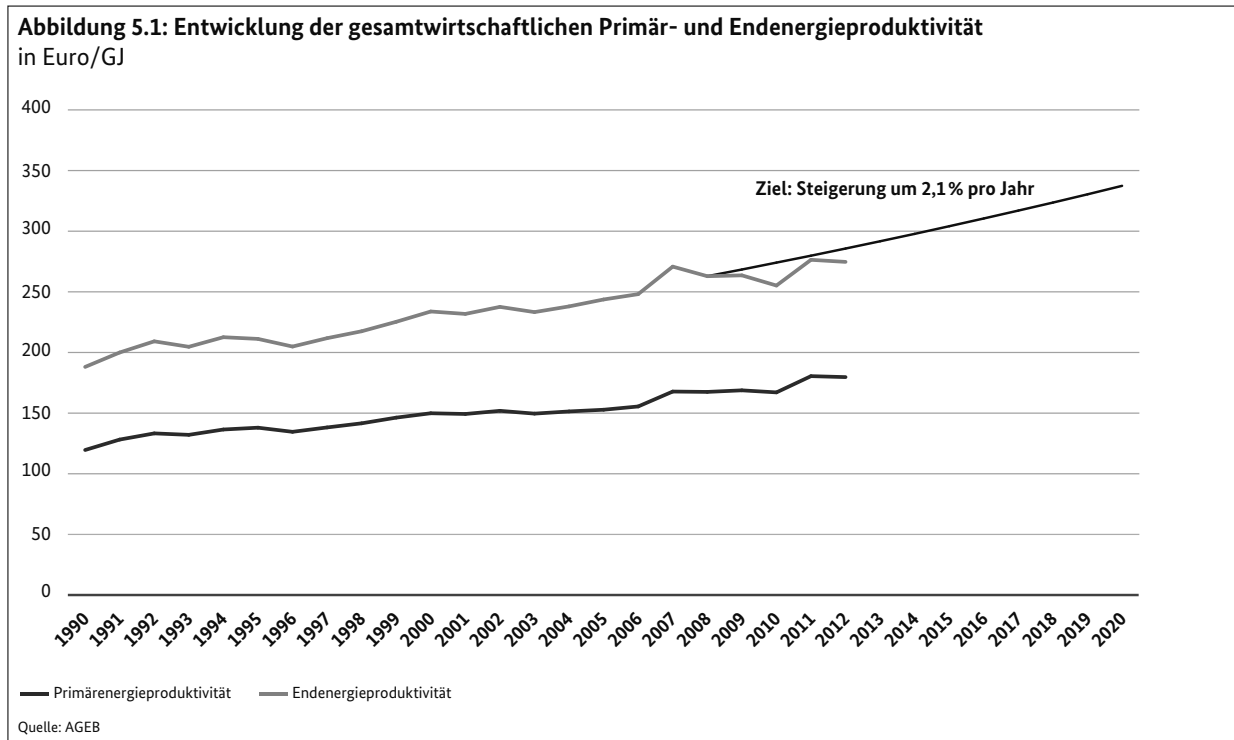
5.2 Entwicklung der Endenergieproduktivität

Ein gebräuchlicher Indikator zur Messung der Energieeffizienz ist die Energieproduktivität. Die Energieproduktivität setzt eine Nutzengröße ins Verhältnis zur Energiemenge, die für das Erreichen dieses Nutzens eingesetzt wurde. Im Energiekonzept wird die Energieeffizienz an der Energieproduktivität bezogen auf den Endenergieverbrauch gemessen. Die Nutzengröße ist hier das reale BIP. Die Entwicklung des Energieverbrauchs wird in Kapitel 4 dargestellt. In diesem Kapitel erfolgt die Betrachtung der Energieproduktivität.

Die Bundesregierung hat sich im Energiekonzept das Ziel einer durchschnittlichen jährlichen Steigerung der Endenergieproduktivität um 2,1 Prozent für den Zeitraum 2008 bis 2050 gesetzt. Die bisherige Entwicklung der tatsächlichen jährlichen Steigerung der Endenergieproduktivität zeigt für die Jahre 2008 bis 2012 von Jahr zu Jahr stark unterschiedliche Werte, die von -3,2 Prozent (2010) bis +8,3 Prozent (2011) reichen. Die Schwankungen beruhen darauf, dass der Endenergieverbrauch und damit auch die Energieeffizienz von verschiedenen Faktoren abhängen. Dazu gehören Witterung, konjunkturelle Einflüsse, Preiseffekte, Verhaltensweisen sowie Strukturänderungen. Beispielsweise war der

starke Anstieg der Endenergieproduktivität in 2011 auf den sehr milden Winter zurückzuführen. Dies macht deutlich, dass für eine Beurteilung der Energieeffizienzsteigerung (z. B. durch eine bessere Gebäudedämmung, effizientere Elektrogeräte oder sparsamere Motoren) der Einfluss dieser Faktoren berücksichtigt werden muss und dass der Grad der Zielerreichung nur auf der Basis langfristiger Durchschnittswerte beurteilt werden kann.

2012 beträgt die gesamtwirtschaftliche Endenergieproduktivität (reales BIP pro Einheit Endenergieverbrauch) 274,7 Euro/GJ, was einem Rückgang um 0,6 Prozent im Vergleich zum Vorjahr entspricht (siehe Abbildung 5.1). Dieser Rückgang der Endenergieproduktivität im Jahr 2012 im Vergleich zum Vorjahr ist vor allem auf den milden Winter im Jahr 2011 zurückzuführen. 2008 betrug die Endenergieproduktivität noch 262,9 Euro/GJ. Dies entspricht einer durchschnittlichen jährlichen Steigerung von 1,1 Prozent im Zeitraum von 2008 bis 2012. Der Rückgang in der durchschnittlichen jährlichen Steigerung der Endenergieproduktivität zwischen 2008 und 2012 im Vergleich zum Zeitraum 2008 bis 2011 ist zum Einen bedingt durch Datenanpassungen. Zum Anderen ist die Endenergieproduktivität zwischen 2011 und 2012 auf Grund der kühlen Witterung im Jahr 2012 zurückgegangen.

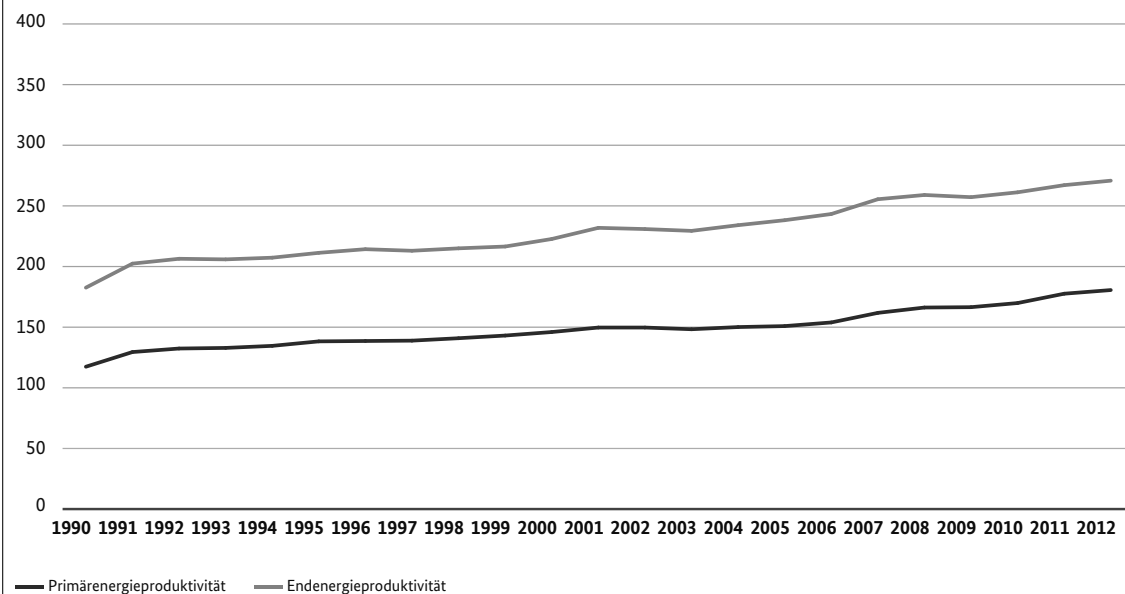


Die obere Kurve in Abbildung 5.2 stellt die Entwicklung der um Temperatur und Lagerbestand bereinigten gesamtwirtschaftlichen Endenergieproduktivität der Bundesrepublik Deutschland dar. Demnach hat sich die bereinigte gesamtwirtschaftliche Endenergieproduktivität 2012 im Vergleich zum Vorjahr um 1,4 Prozent erhöht. Seit dem Jahr 2008 stieg die bereinigte gesamtwirtschaftliche Endenergieproduktivität um durchschnittlich 3,0 Euro/GJ pro Jahr.

Die untere Kurve in Abbildung 5.2 stellt die um Temperatur und Lagerbestand bereinigte Primärenergieproduktivität dar. Zwischen 1990 und 2012 hat sich die bereinigte Energieproduktivität bezogen auf den Primärenergieverbrauch um rund 53,8 Prozent verbessert.

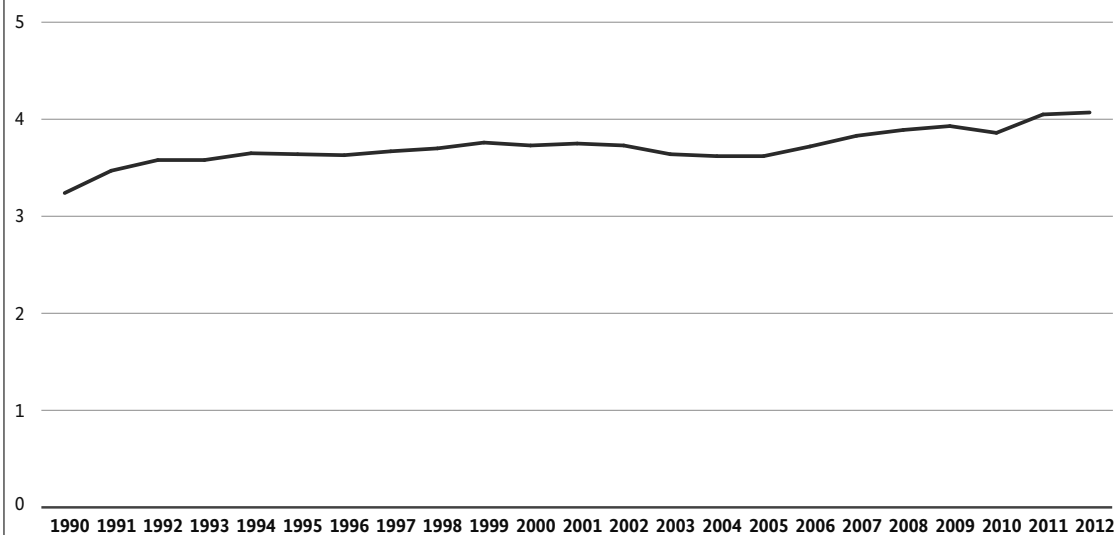
Eine Steigerung der allgemeinen Energieproduktivität kann u.a. im Stromsektor durch eine Erhöhung der Stromproduktivität erfolgen. Die gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität (reales BIP pro Bruttostromverbrauch) ist im Jahr 2012 um 0,5 Prozent gegenüber dem Vorjahr auf 4,07 Euro/kWh angestiegen und verzeichnet somit auch im Jahr 2012 einen Zuwachs (siehe Abbildung 5.3). Dieser Anstieg liegt im längerfristigen Durchschnitt der Jahre 1990 bis 2012 mit einem mittleren jährlichen Anstieg der Stromproduktivität von 1,05 Prozent. Der seit Anfang der 90er Jahre bestehende Trend zur zunehmenden Entkopplung von Wirtschaftswachstum und Entwicklung des Stromverbrauchs hat sich also auch im Jahr 2012 weiter fortgesetzt. Als Gründe für die Steigerung der Stromeffizienz sind der Einsatz effizienterer Technik, der steigende Anteil des weniger stromintensiven Dienstleistungssektors am BIP sowie der bewussterer Umgang der Verbraucher mit Energie zu nennen.

Abbildung 5.2: Entwicklung der temperatur- und lagerbestandsbereinigten gesamtwirtschaftlichen Primär- und Endenergieproduktivität in Euro/GJ



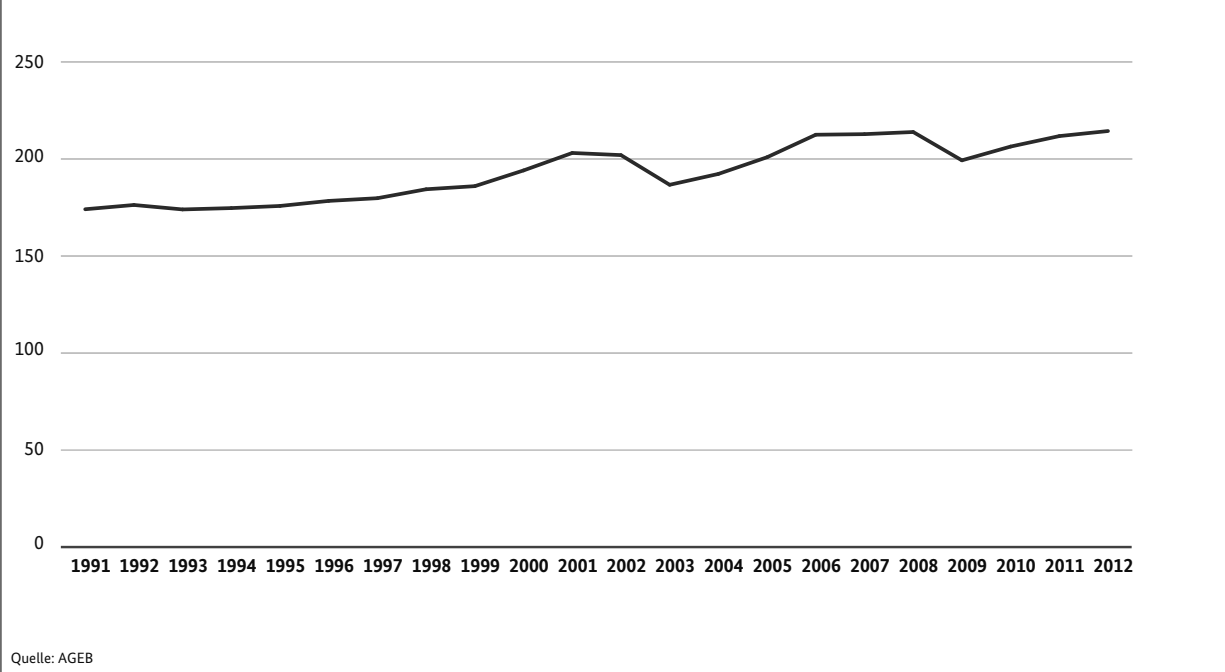
Quelle: AGEB

Abbildung 5.3: Entwicklung der gesamtwirtschaftlichen Stromproduktivität in 1.000 Euro/MWh



Quelle: AGEB

Abbildung 5.4: Entwicklung der temperaturbereinigten Endenergieproduktivität in der Industrie
in Euro BWS/GJ



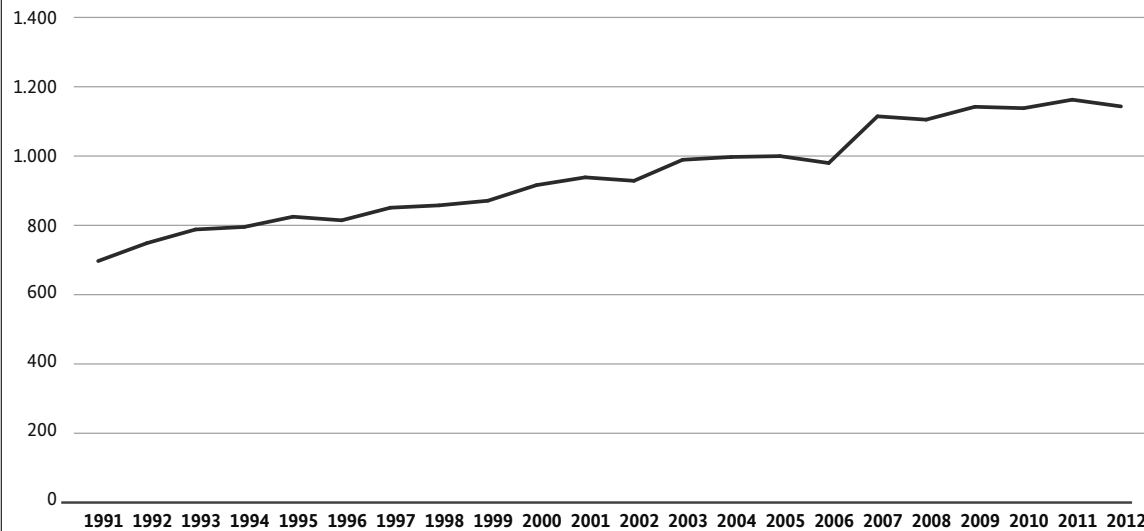
5.3 Endenergieproduktivität in den einzelnen Sektoren

Die Industrie nutzt ca. zwei Drittel ihres Endenergieverbrauchs für Prozesswärme z. B. in der Metallerzeugung oder bei der Durchführung chemischer Prozesse. Ein weiterer Beitrag entfällt auf den elektrischen Antrieb von Maschinen. Einzelheiten sind in den Anwendungsbilanzen der AG Energiebilanzen enthalten.

Abbildung 5.4 zeigt die Entwicklung der temperaturbereinigten Endenergieproduktivität des industriellen Bereiches. Im Jahr 2012 entfielen auf den Sektor Industrie mit 2.599 PJ rund 29 Prozent des gesamten Endenergieverbrauchs in Deutschland. Seit 1991 ist die temperaturbereinigte Endenergieproduktivität durchschnittlich um jährlich 1,08 Prozent gestiegen. Jedoch machen sich in diesem Wirtschaftssektor konjunkturelle Schwankungen und Innovationszyklen sehr stark bemerkbar. So sind in Abbildung 5.4 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 folgt die Endenergieproduktivität insgesamt seit 1991 einem Aufwärtstrend. Ein Grund für die Steigerung der Energieeffizienz im Industrie-Sektor ist die zunehmende gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme in Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (siehe Kapitel 7.1.3). Außerdem führen viele Modernisierungen und Anpassungen der Industrieproduktion zur Reduzierung von Energieverbrauch (und damit auch Energiekosten) und anderen mit dem Industriebetrieb verbundenen Kosten. 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. Potenziale für Steigerungen der Energieeffizienz liegen auch in der Verwendung von elektronischen Anlagensteuerungen für optimierte Prozessabläufe oder in der Rückgewinnung von Wärme und Rohstoffen.

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 5.5 kontinuierlich und unterliegt kaum Konjunkturschwankungen. Aufgrund der Heterogenität und der komplexen Handels- und Vertriebsstrukturen des Sektors Gewerbe, Handel und Dienstleistungen sind zusätzliche Erhebungen erforderlich, um die Datenbasis weiter zu verbessern. Zwischen 1991 und 2012 ist die temperatur- und lagerbestandsbereinigte Endenergieproduktivität im Sektor GHD durchschnittlich um jährlich 2,4 Prozent gestiegen. Damit zeichnet sich dieser Wirtschaftssektor, der 15,5 Prozent des gesamten Endenergieverbrauchs in Deutschland ausmacht, auch im Jahr 2012 durch den stärksten Anstieg der temperatur- und lagerbestandsbereinigten Endenergieproduktivität aller betrachteten Sektoren aus. Zu dem starken Anstieg der temperatur- und lagerbestandsbereinigten Endenergieproduktivität in diesem Sektor hat eine verbesserte Wärmedämmung, eine zunehmende Automatisierung und Prozessoptimierung sowie die Modernisierung von eingesetzten Maschinen und Anlagen geführt.

Abbildung 5.5: Entwicklung der temperatur- und lagerbestandsbereinigten Endenergieproduktivität von Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
in Euro BWS/GJ



Quelle: AGEB

Der Sektor Verkehr kann seit 1990 ebenfalls eine deutliche Erhöhung der Energieeffizienz vorweisen (siehe Kapitel 9.2). Auch die privaten Haushalte haben in den letzten zehn Jahren ihren bereinigten spezifischen Endenergieverbrauch senken können (siehe Kapitel 9.1).

5.4 Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz

Zur Steigerung der Energieeffizienz in Deutschland hat sich ein vielfältiger Mix von verschiedenen Instrumenten bewährt. Neben den Ländern und Kommunen hat der Bund zahlreiche Maßnahmen zur Energieeffizienzsteigerung verabschiedet und an aktuelle Entwicklungen angepasst. Dazu zählen ordnungspolitische Rahmensetzungen (z. B. Novellierung der Energieeinsparverordnung EnEV, siehe Kapitel 9), fiskalpolitische Regelungen (z. B. Neuregelung des sog. „Spitzenausgleichs“ im Energiesteuer- und Stromsteuergesetz), aber auch konkrete Fördermaßnahmen (z. B. Förderprogramme der KfW) und 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). Einige dieser Maßnahmen dienen auch der Umsetzung von EU-Richtlinien.

In den letzten Jahren ist in Deutschland ein lebendiger, wachsender Markt für Energiedienstleistungen entstanden. Dieser Markt setzt sich aus vielen verschiedenen Marktsegmenten (z. B. Contracting, Energieaudits, Energiemanagement, Gebäudesanierungen, Mess- und Zählerdienstleistungen) und Anbietern (z. B. Energieunternehmen, Ingenieur- und Architektenbüros, Handwerker) zusammen und ist durch einen regen Wettbewerb gekennzeichnet.

Die Bundesregierung setzt auf einen ausgewogenen Mix unterschiedlicher Politikmaßnahmen, insbesondere Anreize, Standards, Kennzeichnung und qualitativ hochwertige, unabhängige Beratungsangebote, und ist bestrebt, möglichst marktwirtschaftliche und wirtschaftlich vertretbare Lösungen umzusetzen.

Einzelne konkrete Maßnahmen, mit denen relevante Endenergieeinsparungen verbunden sind, sollen im Folgenden kurz erläutert werden. Auf Maßnahmen, die konkret die Bereiche Gebäude und Verkehr betreffen, wird in Kapitel 9 eingegangen. Für eine weiter gehende Übersicht über Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz wird auf den im August 2011 verabschiedeten 2. Nationalen Energieeffizienz-Aktionsplan (NEEAP) der Bundesrepublik Deutschland verwiesen. Bis zum 30. April 2014 werden im Rahmen eines dritten NEEAP die Ergebnisse weiter fortgeschrieben und um neue Erkenntnisse ergänzt.

Gesetz über Energiedienstleistungen

Das Gesetz über Energiedienstleistungen und andere Energieeffizienzmaßnahmen (EDL-G) 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 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 sorgt zudem für eine umfassende Information der Marktteilnehmer über Energieeffizienzmechanismen und führt eine Anbieterliste, die den Endkunden Transparenz über die für sie verfügbaren Angebote ermöglichen soll.

Die Entwicklung des Marktes soll auch künftig unterstützt werden. Gleichzeitig soll den teilweise noch bestehenden Hemmnissen entgegen gewirkt werden, die bei der Realisierung von Energiedienstleistungen und damit verbundenen Energieeffizienzsteigerungen bestehen. Daher wird die Bundesregierung ihre Aktivitäten im Rahmen des bewährten Instrumenten-Mix aus Förderung, Information und Beratung in Verbindung mit ordnungsrechtlichen Maßnahmen im Rahmen der Wirtschaftlichkeit weiter fortsetzen und – wo erforderlich – verstärken.

Energiebetriebene-Produkte-Gesetz und Energieverbrauchsrelevante-Produkte-Gesetz

Die europäische Ökodesign-Richtlinie (2005/32/EG) bzw. deren Neufassung (2009/125/EG) wurde durch das Energiebetriebene-Produkte-Gesetz (EBPG) bzw. durch das Energieverbrauchsrelevante-Produkte-Gesetz (EVPG) in deutsches Recht umgesetzt. Diese Richtlinie bildet die Grundlage für die Festlegung einheitlicher Vorgaben in Bezug auf die umweltgerechte Gestaltung von energieverbrauchsrelevanten Produkten innerhalb der EU, einschließlich ihrer jeweiligen Energieeffizienz.

Außerdem hat sich die Bundesregierung auf EU-Ebene für eine ambitionierte Umsetzung und Weiterentwicklung des EU-Top-Runner-Ansatzes eingesetzt. Dieser zielt darauf ab, die Durchdringung des Marktes mit der ressourcen- und energieeffizientesten Technologie innerhalb einer bestimmten Produktgruppe zu erhöhen, indem Mindeststandards, Energieeffizienzkenzeichnung, Umweltzeichen für Spitzenprodukte und umweltfreundliches Beschaffungswesen kombiniert werden.

Energieverbrauchskennzeichnungsgesetz und Energieverbrauchskennzeichnungsverordnung

Mit der Neufassung des Energieverbrauchskennzeichnungsgesetzes (EnVKG) und der Änderung der Energieverbrauchskennzeichnungsverordnung (EnVKV) im Mai 2012 wurde die EU-Richtlinie über die Angabe des Verbrauchs an Energie und anderen Ressourcen durch energieverbrauchsrelevante Produkte mittels einheitlicher Etiketten und Produktinformationen (2010/30/EU) in Deutschland umgesetzt. Der Anwendungsbereich des EnVKG erstreckt sich auf energieverbrauchsrelevante Produkte, PKW und Reifen. Die EnVKV enthält ergänzende und konkretisierende Regelungen, die ausschließlich für den Bereich der energieverbrauchsrelevanten Produkte gelten. Produktspezifische Anforderungen an die Energieverbrauchskennzeichnung energieverbrauchsrelevanter Produkte mit möglichen Effizienzklassen von „A+++“ bis „G“ werden in delegierten EU-Verordnungen geregelt. Eine Überprüfung der Wirksamkeit der Rahmenrichtlinie 2010/30/EU sowie der darauf basierenden delegierten Verordnungen erfolgt bis Ende 2014. Die Energieverbrauchskennzeichnung für neue Personenkraftwagen ist in der Pkw-Energieverbrauchskennzeichnungsverordnung (Pkw-EnVKV) geregelt. Diese dient der Umsetzung der Richtlinie 1999/94/EG.

Energiesteuer und Stromsteuer

Mit dem Energiesteuer- (EnergieStG) und Stromsteuergesetz (StromStG) werden u.a. die Vorgaben der EU-Energiesteuererrichtlinie umgesetzt. Mit dem Gesetz zur Änderung des Energiesteuer- und des Stromsteuergesetzes sowie zur Änderung des Luftverkehrsteuergesetzes vom 5. Dezember 2012, das am 1. Januar 2013 in Kraft getreten und auf 10 Jahre angelegt ist, wurde der sog. Spitzenausgleich (SPA) neu geregelt. Durch den sog. SPA können Unternehmen des Produzierenden Gewerbes zur Sicherung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit von der Energiesteuer und Stromsteuer entlastet werden. Das Gesetz wird durch eine Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und der deutschen Wirtschaft zur Steigerung der Energieeffizienz vom 1. August 2012 flankiert. Ab 2013 wird der SPA nur noch gewährt, wenn die den SPA beantragenden Unternehmen einen Beitrag zur Steigerung der Energieeffizienz leisten, indem sie Energie- bzw. Umweltmanagementsysteme einführen und betreiben und dadurch Effizienzsteigerungspotenziale ermitteln. Bei kleinen und mittleren Unternehmen können dies auch alternative Systeme zur Steigerung der Energieeffizienz sein (z. B. Energieaudit). Darüber hinaus wird der SPA in den Antragsjahren 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 Steigerung 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 Jahr bei einer Zielerreichung von min-

destens 92 Prozent bzw. 96 Prozent eine reduzierte Steuerentlastung von 60 Prozent bzw. 80 Prozent des vollen Entlastungsbetrags. Weitere Steuerbegünstigungen für das Produzierende Gewerbe neben dem SPA (z. B. die sog. allgemeine Steuerermäßigung) sind nach der EU-Energiesteuerrichtlinie nicht an Gegenleistungen geknüpft.

Förderprogramme

Zusätzliche Förderprogramme unterstützen die weitere Steigerung der Energieeffizienz in Industrie und Gewerbe. Die energetische Fachplanung und Baubegleitung von privaten Gebäudesanierungsmaßnahmen fördert die Bundesregierung mit einem nicht rückzahlbaren Zuschuss in Höhe von 50 Prozent der förderfähigen Kosten bzw. maximal 4.000 Euro pro Antragsteller und Investitionsvorhaben. Im Rahmen der Energieberatung im Mittelstand werden Beratungsleistungen bei kleinen und mittleren Unternehmen mit bis zu 80 Prozent der förderfähigen Beratungskosten gefördert. Für die Umsetzung von Effizienzmaßnahmen stehen im **KfW-Energieeffizienzprogramm** besonders zinsgünstige Kredite bereit. Am 1. Oktober 2012 wurde das Programm zur Förderung hocheffizienter Querschnittstechnologien gestartet. Gefördert wird zum einen der Ersatz ineffizienter alter Anlagen wie Elektromotoren, Pumpen, Druckluftsysteme etc. durch hocheffiziente Anlagen, zum anderen auch die Optimierung von Systemen, in die Querschnittstechnologien eingebunden sind. Zudem ist das Programm zur Förderung der Einführung von Energiemanagementsystemen im August 2013 in Kraft getreten. Unternehmen können entweder einen Zuschuss für eine Erstzertifizierung eines Energiemanagementsystems nach DIN EN ISO 50001 oder eines Energiecontrollings beantragen. Daneben gibt es noch die Möglichkeit, Zuschüsse für den Erwerb von Messtechnik und Software für Energiemanagementsysteme zu beantragen.

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: Produktionsprozess- und Produktionsverfahrensumstellungen auf energieeffiziente Technologien und die effiziente Nutzung von Energie aus Produktionsprozessen.

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, zu heben und so ihre Energieeffizienz zu verbessern. Neben den bereits bestehenden Maßnahmen ist ein weiteres Programm zur Förderung von energieeffizienten und klimaschonenden Produktionsprozessen geplant.

Für private Haushalte fördert die Bundesregierung weitere Informations- und Beratungsangebote. Dazu zählen insbesondere die geförderte Beratung vom Verbraucherzentrale Bundesverband (vzbv), die Stromsparinitiative und die Informationsplattform „Initiative Energieeffizienz“. Im Rahmen des **Stromspar-Check PLUS** werden Haushalte mit geringem Einkommen vor Ort beraten und Energieeinsparartikel im Wert von durchschnittlich ca. 70 Euro pro Haushalt installiert. Auf der im Rahmen der Stromsparinitiative entwickelten Online-Plattform können sich alle Bürgerinnen und Bürger kostenlos zum eigenen Stromverbrauch informieren.

Maßnahmenprogramm Nachhaltigkeit der Bundesregierung

Das Maßnahmenprogramm Nachhaltigkeit der Bundesregierung vom 6. Dezember 2010 formuliert diverse Zielvorgaben für Beschaffungen durch Bundesbehörden, u. a. auch solche mit Bezug zur Energieeffizienz. Zudem ist die Einrichtung einer Kompetenzstelle für nachhaltige Beschaffung vorgesehen, die mittlerweile ihre Arbeit aufgenommen hat.

Die öffentliche Hand hat sich außerdem mit einer Änderung der Vergaberechtsverordnung zu energieeffizienter Beschaffung verpflichtet. Demnach sind in Leistungsbeschreibungen das höchste Leistungsniveau an Energieeffizienz zu fordern.

Forschungsförderung im Bereich der Energieeffizienz

Die Förderung von Forschung und Entwicklung von Energieeffizienztechnologien durch die Bundesregierung ist breit aufgestellt und umfasst die Energiegewinnung, die Energieumwandlung, den Energietransport und die Energienutzung durch die Endverbraucher. Aufgabe ist es, Investoren und Verbrauchern auf allen Ebenen und in allen Bereichen den Zugriff auf hocheffiziente, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energietechnologien zu ermöglichen. Im Rahmen des 6. Energieforschungsprogramms der Bundesregierung werden verschiedene Forschungsinitiativen zur Energieeffizienz gefördert, z. B. die „Forschung für energieoptimiertes Bauen“ (EnOB), „Energieeffiziente Stadt“ (EnEff: Stadt), „Energieeffizienz in Industrie, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen“ und „Materialforschung für die Energiewende“.

EU-Energieeffizienzrichtlinie

Die EU hat sich eine Reduzierung des EU-Primärenergieverbrauchs um 20 Prozent bis 2020 zum Ziel gesetzt. Ein wesentliches Instrument zur Erreichung dieses Ziels ist die Ende 2012 in Kraft getretene EU-Energieeffizienzrichtlinie (2012/27/EU), die auch mit neuen Maßnahmen sachgerecht umgesetzt werden wird. Mit der Richtlinie wurden weitere Sektor übergreifende Regelungen zur Steigerung der Energieeffizienz auf europäischer Ebene beschlossen, die bis Juni 2014 und zum Teil schon früher in nationales Recht umzusetzen sind. Kern der Richtlinie ist die Verpflichtung, im Zeitraum von 2014 bis 2020 jährlich 1,5 Prozent der an Endkunden abgesetzten Energie einzusparen. Die Richtlinie lässt es zu, dass laufende und konkret geplante künftige politische Maßnahmen des Bundes und der Länder auf diese Verpflichtung angerechnet werden können, wenn sie zu nachweisbaren Endenergieeinsparungen führen. Um auch die wichtigsten potenziell anrechenbaren Einsparmaßnahmen in den Ländern zu quantifizieren, wird in Zusammenarbeit mit den Ländern ein sogenanntes Einspar-Monitoring durchgeführt. Derzeit wird innerhalb der Bundesregierung beraten, mit welchen konkreten, auch neuen Maßnahmen die Richtlinie in nationales Recht sachgerecht umgesetzt wird. Die Umsetzung der Energieeffizienz-Richtlinie soll dazu beitragen, die Energieeffizienz-Ziele zu erreichen.

Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz

Die Senkung des Energieverbrauchs durch mehr Energieeffizienz muss als zentraler Bestandteil der Energiewende mehr Gewicht erhalten. In einem Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz will die Bundesregierung die Ziele für die verschiedenen Bereiche, die Instrumente, die Finanzierung und die Verantwortung der einzelnen Akteure zusammenfassen. Er wird mit einem jährlichen Monitoring von der unabhängigen Experten-Kommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ überprüft. Der erste Aktionsplan soll im Jahre 2014 erarbeitet und von der Bundesregierung beschlossen werden.

6 Erneuerbare Energien

Auch im Jahre 2012 setzte sich der dynamische Ausbau der erneuerbaren Energien fort. Ihr Anteil am Bruttoendenergieverbrauch ist 2012 auf 12,4 Prozent gestiegen. Damit lag Deutschland bezogen auf die im Energiekonzept genannten Ausbauziele der erneuerbaren Energien auch im Jahr 2012 auf Zielkurs. Die Bundesregierung setzt sich auch in der aktuellen Legislaturperiode für einen nachhaltigen, stetigen und bezahlbaren Ausbau der erneuerbaren Energien ein. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch ist im Jahr 2012 auf 23,6 Prozent gestiegen. Damit sind die erneuerbaren Energien zweitgrößter Stromerzeuger in Deutschland nach der Braunkohle.

Der Wärmemarkt macht über die Hälfte des Endenergieverbrauchs aus. Der Anteil erneuerbarer Energien an der Wärmebereitstellung stieg zwischen 2000 und 2012 von 4,0 auf 10,0 Prozent. Aktuell ist eine leicht nachlassende Ausbaudynamik festzustellen.

Die EEG-Umlage stieg im Jahr 2012 gegenüber dem Vorjahr um 0,6 ct/kWh. Im Jahr 2013 betrug sie 5,277 ct/kWh. Im Jahr 2013 erreichten die prognostizierten Differenzkosten 16,2 Milliarden Euro. Die gestiegenen Förderkosten beruhen auf dem Zubau der vergütungsfähigen Anlagen. Ein maßgeblicher Anteil an der Steigerung der EEG-Umlage ist allerdings auf die gesunkenen Börsenstrompreise und die damit einhergehenden geringeren Erlöse der Übertragungsnetzbetreiber bei der Vermarktung des Erneuerbaren-Stroms zurückzuführen.

Mit zwei Neufassungen des EEG im Jahr 2012 wurden Kosten begrenzt und die Markt- und Systemintegration der erneuerbaren Energien verbessert. Unter anderem sinken nunmehr die Vergütungssätze von PV-Anlagen monatlich in Abhängigkeit der in den Vormonaten neu installierten Leistung. Dies führte dazu, dass die Förderkosten für die PV deutlich sanken: Während die Einspeisevergütungssätze noch vor wenigen Jahren zwischen 32 und 43 ct/kWh lagen, betragen sie im Februar 2014 zwischen 9,4 und 13,5 ct/kWh. Darüber hinaus wurde festgelegt, dass die PV-Förderung ausläuft, wenn eine installierte Leistung von 52 GW erreicht ist.

Mit der neu eingeführten, optionalen Marktprämie erhalten Betreiber von EEG-Anlagen, die ihren Strom selbst vermarkten bzw. vermarkten lassen, statt der herkömmlichen vollen Förderung eine Prämie. Diese Prämie entspricht der Differenz aus dem Einspeisevergütungssatz und dem durchschnittlichen Börsenstrompreis.

Die gleitende Marktprämie hat dazu geführt, dass knapp die Hälfte der Leistung der Anlagen, die Strom aus erneuerbaren Energien erzeugen in den Großhandelsmarkt für Strom integriert sind. Sie tragen die Kosten für Abweichungen von ihrer Prognose und optimieren daher ihre Stromprognose. Sie handeln am Strommarkt und reagieren auf negative Strompreise. Außerdem besteht erstmals Wettbewerb im Handel mit Strom aus erneuerbaren Energien, der zu Innovation und einer optimierten Vermarktung führt.

Die rasche Reform des EEG ist eine zentrale Maßnahme für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende. Der entsprechende Gesetzesentwurf soll am 1. August 2014 in Kraft treten.

6.1 Zielsetzungen

Für den Ausbau der erneuerbaren Energien hat Deutschland konkrete Zielsetzungen festgelegt. So ist im Energiekonzept das Ziel formuliert, den Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch bis zum Jahr 2020 auf 18 Prozent, bis 2030 auf 30 Prozent, bis 2040 auf 45 Prozent und bis 2050 auf 60 Prozent zu steigern. Um diese Ziele zu erreichen, ist im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vorgesehen, den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung bis spätestens 2050 auf mindestens 80 Prozent zu erhöhen. Als Zwischenziele auf dem Weg dahin, ist ein Anteil der erneuerbaren Energien am gesamten Bruttostromverbrauch bis spätestens 2020 von mindestens 35 Prozent, bis spätestens 2030 von mindestens 50 Prozent und bis spätestens 2040 von mindestens 65 Prozent vorgesehen.

Hierbei handelt es sich um relative Ziele in dem Sinne, dass die Entwicklung der Anteile erneuerbarer Energien immer auch von der Entwicklung der Bezugsgröße, d. h. des Bruttoendenergieverbrauchs, des Bruttostromverbrauchs, des Kraftstoffverbrauchs oder des Endenergieverbrauchs für Wärme abhängt. Eine ambitionierte Steigerung der Energieeffizienz trägt somit wesentlich dazu bei, die Ausbauziele für erneuerbare Energien schneller und kostengünstiger zu erreichen.

Die Bundesregierung setzt sich für einen nachhaltigen, stetigen und bezahlbaren Ausbau sowie eine weitere Markt- und Systemintegration der erneuerbaren Energien ein. Der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung soll bis 2025 auf 40 bis 45 Prozent und bis 2035 auf 55 bis 60 Prozent steigen. Die bisherige Kostendynamik des EEG soll durchbrochen und so die Steigerung der Stromkosten für Stromverbraucher begrenzt werden. Der Ausbaukorridor erlaubt zugleich eine bessere Verknüpfung mit dem Netzausbau. Darüber hinaus wird es mit zunehmendem Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien immer wichtiger, dass die erneuerbaren Energien auf das Marktpreissignal reagieren und auch der übrige Kraftwerkspark sowie die Nachfrage flexibler werden. Dieser Umbau des Gesamtsystems muss so erfolgen, dass die Versorgungssicherheit trotz zunehmender witterungsabhängiger Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien jederzeit gewährleistet bleibt. Jährlich wird der Fortgang des Ausbaus im Hinblick auf Zielerreichung, Netzausbau und Bezahlbarkeit im Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ überprüft.

Die Förderung der erneuerbaren Energien in Deutschland soll stärker in den europäischen Binnenmarkt integriert werden. Dafür wird die Bundesregierung das EEG europarechtskonform weiterentwickeln und sich dafür einsetzen, dass die EU-Rahmenbedingungen und die Beihilferegulungen den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei gleichzeitigem Erhalt der internationalen Wettbewerbsfähigkeit der Industrie auch weiterhin unterstützen. Ungeachtet dessen geht die Bundesregierung davon aus, dass das EEG weiterhin keine Beihilfe darstellt.

6.2 Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch

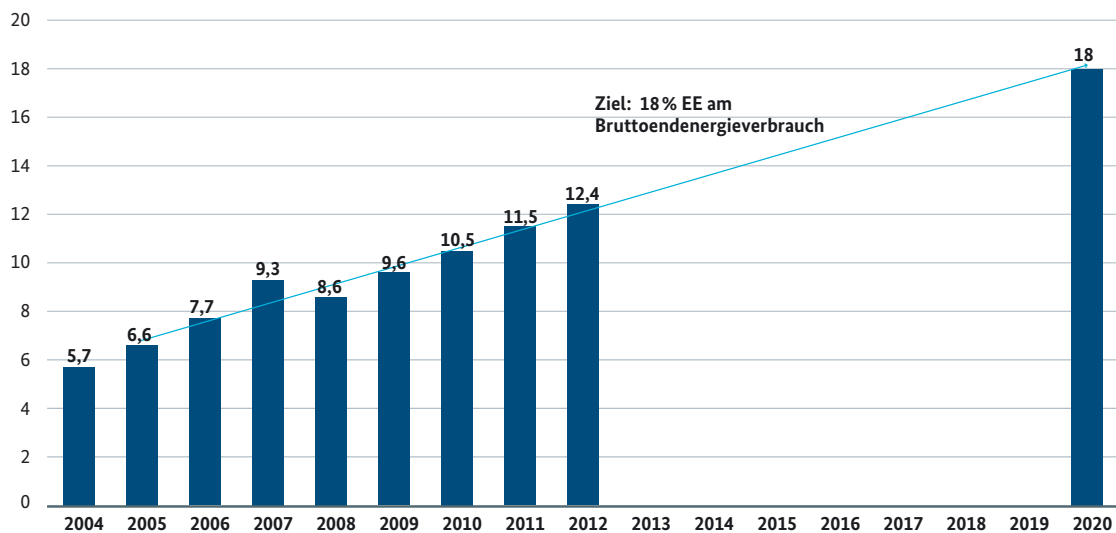
Das Energiekonzept sieht einen Anstieg des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch bis 2020 auf 18 Prozent vor.

Der Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Bruttoendenergieverbrauch hat sich zwischen den Jahren 2004 (5,7 Prozent) und 2012 (12,4 Prozent) mehr als verdoppelt. Mit einem Anstieg um 0,9 Prozentpunkte gegenüber dem Vorjahr hat sich die Steigerung gegenüber den Jahren 2008 bis 2011 mit jeweils rund einem Prozentpunkt pro Jahr etwas verlangsamt. Das lag jedoch u.a. daran, dass der Energieverbrauch witterungsbedingt anstieg.

Nichtsdestoweniger befindet sich Deutschland bezüglich des 18-Prozent-Ziels weiterhin auf Zielkurs (siehe Abbildung 6.1, gestrichelte Linie).

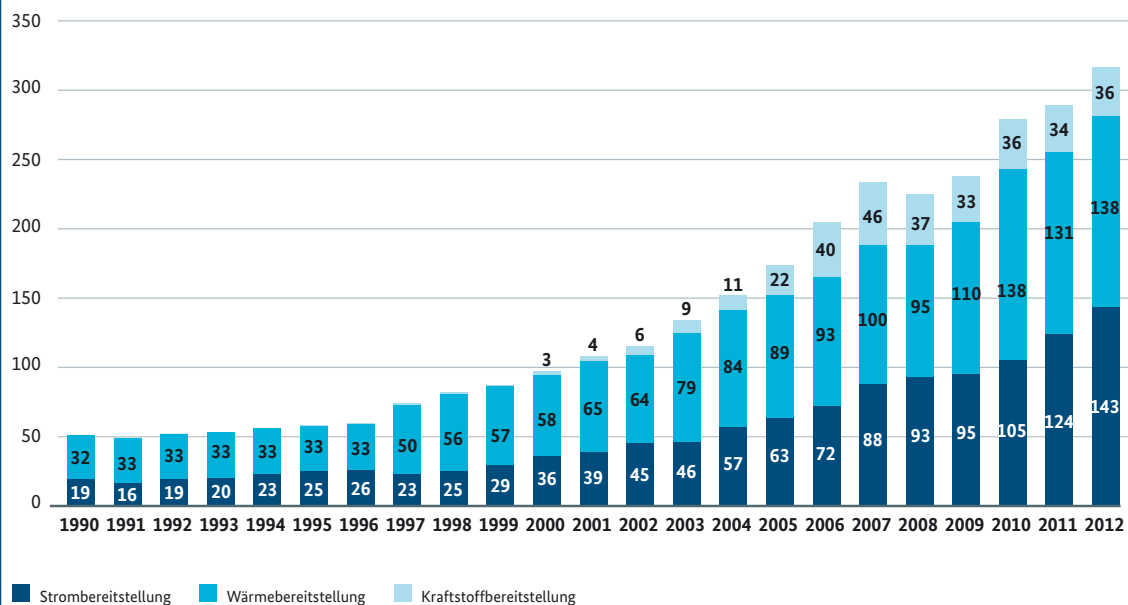
Abbildung 6.2 stellt die Entwicklung der Beiträge aller drei Sektoren – Strom, Wärme und Kraftstoffe – an der Endenergiebereitstellung aus erneuerbaren Energien dar. Zwischen den Jahren 2000 und 2012 konnte sie absolut von knapp 100 TWh auf über 300 TWh mehr als verdreifacht werden. Im Jahr 2012 sorgte insbesondere der Stromsektor für den weiteren Anstieg der Endenergiebereitstellung aus erneuerbaren Energien. Mit 45 Prozent nimmt er zum ersten Mal den größten Anteil an der Endenergiebereitstellung aus erneuerbaren Energien ein, dicht gefolgt von der Wärmebereitstellung mit 44 Prozent. Biokraftstoffe machten wie im Jahr zuvor 11 Prozent aus.

Abbildung 6.1: Entwicklung der Anteile erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch
Angaben in Prozent



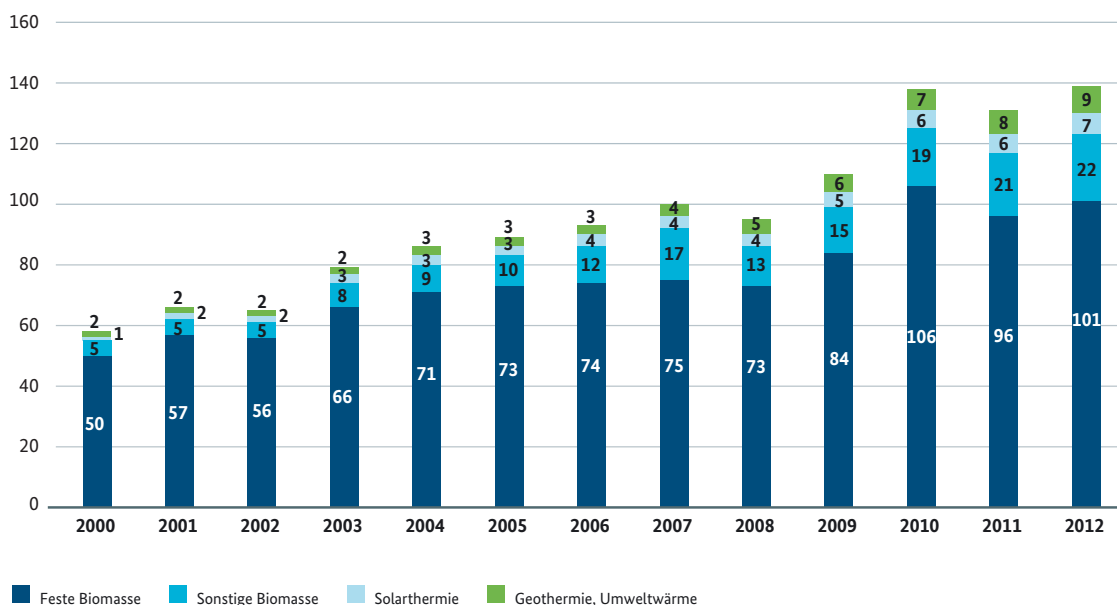
Quelle: BMU 2013 nach AGEE-Stat. Stand: Dezember 2013. Basisjahr der EU-RL 2009/28 EG ist 2005

Abbildung 6.2: Entwicklung der Endenergiebereitstellung aus erneuerbaren Energien nach Sektoren in TWh



Quelle: BMU 2013 nach AGEE-Stat, Stand: Dezember 2013

Abbildung 6.3: Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien in TWh



Quelle BMU 2013 nach AGEE-Stat, Stand: Dezember 2013

6.3 Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch für Wärme

Der **Wärmemarkt** stellt mit über der Hälfte des Endenergieverbrauchs den bedeutendsten Verbrauchssektor in Deutschland dar. Davon werden rund 39 Prozent für Prozesswärme und rund 61 Prozent für Raumwärme und Warmwasser aufgewendet.

Nach den Zielen des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes (EEWärmeG) soll der Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte bis zum Jahr 2020 auf 14 Prozent steigen. Dabei ist der Einsatz erneuerbarer Energien im Kältesektor aktuell noch als gering einzuschätzen. Belastbare Zahlen sind hierzu bislang nicht verfügbar.

Der Anteil erneuerbarer Energien an der Wärmebereitstellung ist seit dem Jahr 1990 von 2,0 Prozent auf 10,0 Prozent im Jahr 2012 angestiegen. Trotz der kühlen Witterung in 2012 und dem damit einher gehenden höheren Gesamtverbrauch für Wärme ist die Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien von 9,7 Prozent in 2011 auf 10,0 Prozent in 2012 angewachsen. Auch absolut hat sich der Einsatz von erneuerbaren Energien von 131 TWh in 2011 auf 138 TWh in 2012 um 7 TWh erhöht.

Mit einem Anteil von rund 90 Prozent (123 TWh) war die Biomasse 2012 weiterhin die dominierende Größe unter den Wärmequellen aus erneuerbaren Energien (siehe Abbildung 6.3). Den größten Anteil der biogenen Wärme bilden feste Bioenergieträger mit 101 TWh (2011: 96 TWh). Gasförmige und flüssige Biomasse und der biogene Anteil des Abfalls tragen die restlichen 22 TWh (2011: 21 TWh) bei.

Neben der Biomassennutzung haben im Wärmemarkt in den vergangenen Jahren Solarthermieanlagen und Wärmepumpen zunehmende Bedeutung erlangt. Sie tragen inzwischen zusammen knapp 10 Prozent zur Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien bei. Die Solarthermie stellte dabei 6,7 TWh (2011: 6,4 TWh) bereit, die geothermischen Quellen und Umweltwärme konnten ihren Beitrag mit 8,7 TWh gegenüber 7,9 TWh in 2011 deutlich ausbauen.

6.4 Anteil erneuerbarer Energien im Verkehrssektor

Während im Jahr 1990 noch keine Biokraftstoffe genutzt wurden, stieg ihr Anteil am gesamten Kraftstoffverbrauch zwischen den Jahren 2000 und 2012 von 0,4 auf 5,8 Prozent an. Dieser Anstieg verlief jedoch nicht kontinuierlich. In den Jahren 2005 bis 2007 war ein sprunghafter Anstieg des Absatzes insbesondere von Biodiesel sowie von Pflanzenöl zu verzeichnen, der zu einem bisherigen Maximum des Anteils von Biokraftstoffen am Kraftstoffverbrauch von 7,4 Prozent im Jahr 2007 führte. Seit 2008 ist der Absatz von Biodiesel und Pflanzenöl tendenziell rückläufig. Gleichzeitig nahm aber der Absatz von Bioethanol zu. Zusammen genommen stagnierte der Anteil von Biokraftstoffen am Kraftstoffverbrauch in den letzten Jahren weitgehend.

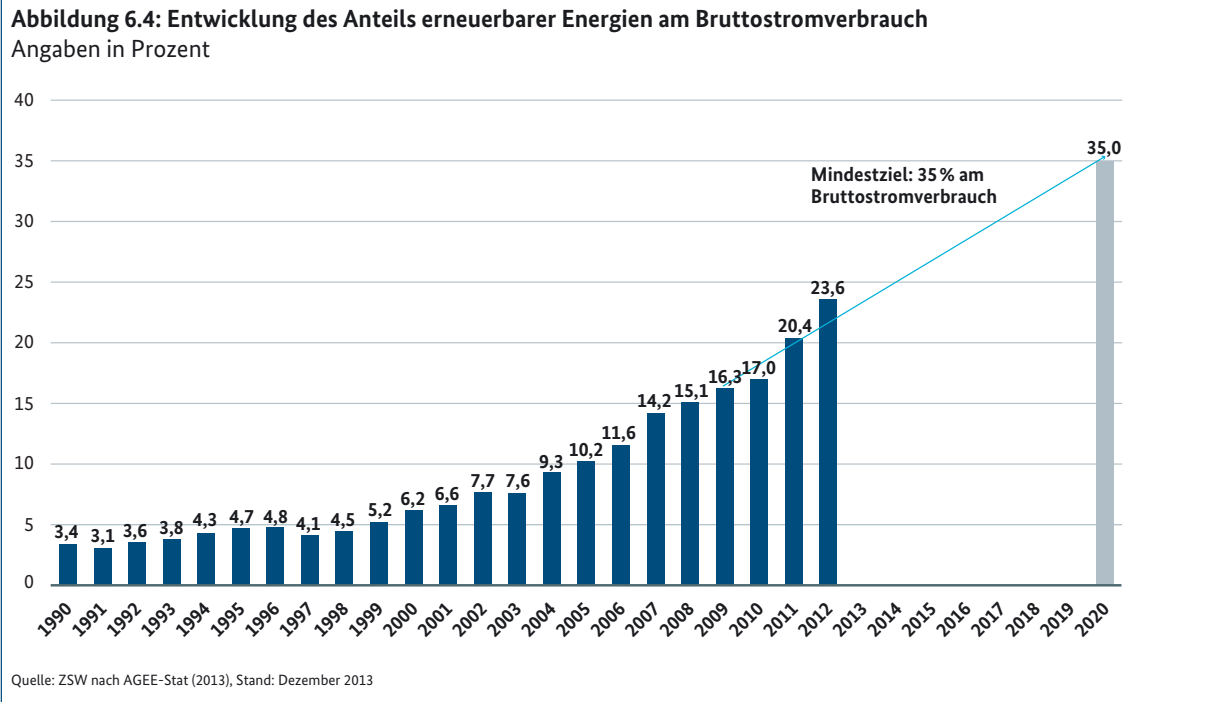
Im Jahr 2012 lag der Anteil der Biokraftstoffe am gesamten Kraftstoffverbrauch bei 5,8 Prozent (2011: 5,5 Prozent). Dabei stieg der Absatz von Biodiesel (26,3 TWh, 2,48 Mio. t) und Bioethanol (9,2 TWh, 1,25 Mio. t), sowie der Absatz von reinem Pflanzenöl (0,3 TWh, 0,03 Mio. t) an. Letzterer spielte allerdings, wie schon in den Vorjahren, nur noch eine geringe Rolle. Der Beitrag von Biomethan als relativ neuer Energieträger im Verkehrssektor stieg 2012 auf etwa 0,35 TWh an.

Neben den Biokraftstoffen kommen erneuerbare Energien im Verkehrsbereich auch in Form von Strom (Schienenverkehr, Elektromobilität) zur Anwendung. Bei der Deutschen Bahn AG verfügen über 90 Prozent der Fahrzeuge über einen Elektroantrieb. Nach Unternehmensangaben hatten erneuerbare Energien im Jahr 2012 einen Anteil von 24 Prozent am Bahnstrommix. Für das Jahr 2020 ist ein Ausbau auf 35 Prozent, für 2050 auf 100 Prozent beabsichtigt. Zur Elektromobilität siehe Kapitel 6.8.3 und Kapitel 9.2.2.

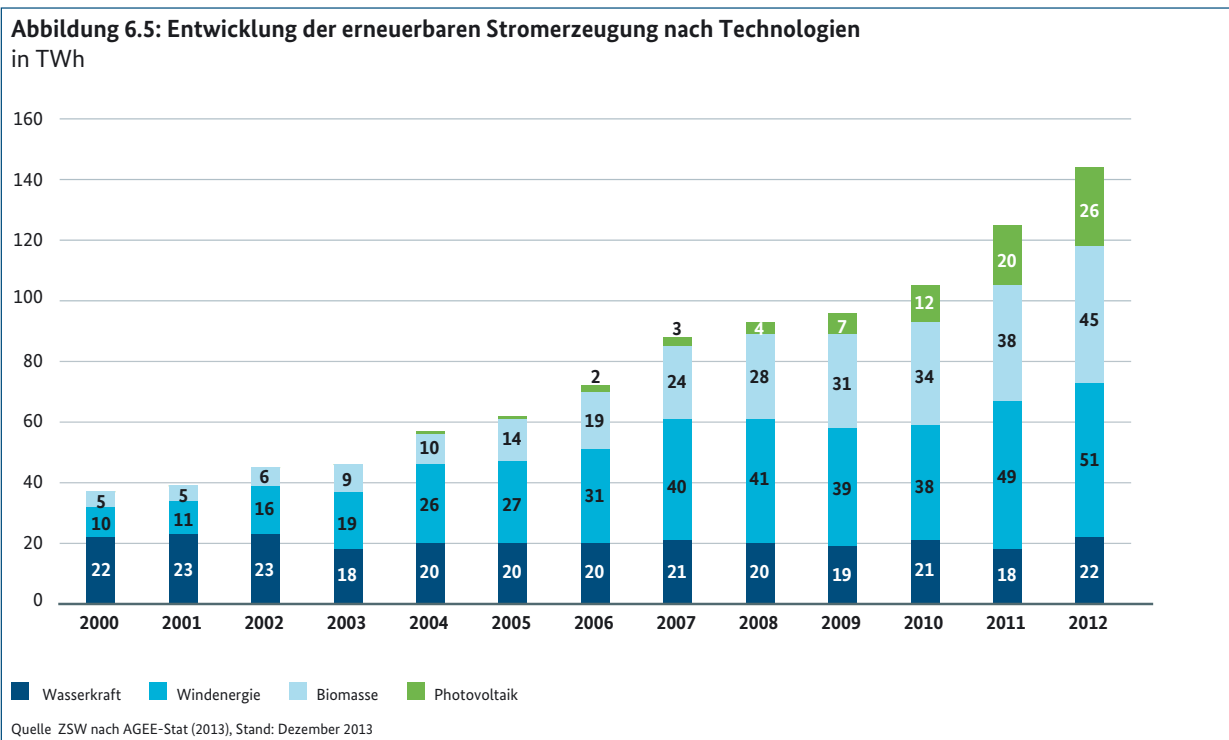
6.5 Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch

Das EEG sieht einen Anstieg des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch spätestens bis 2020 auf mindestens 35 Prozent vor.

Der Anteil der erneuerbaren Energien am gesamten Bruttostromverbrauch betrug im Jahr 1990 3,4 Prozent und wurde seitdem kontinuierlich gesteigert. Besonders stark stieg der Anteil seit Inkrafttreten des EEG. Er erhöhte sich von 6,2 Prozent im Jahr 2000 auf 23,6 Prozent im Jahr 2012. Allein gegenüber dem Vorjahr stieg der Anteil im Jahr 2012 um 3,2 Prozentpunkte. Innerhalb der letzten zwei Jahre kletterte der Anteil sogar um 6,6 Prozentpunkte. Unter Annahme einer weitgehend linearen Entwicklung des Anteils der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von 2010 bis 2020 liegt Deutschland damit bezüglich des 35-Prozent-Mindestziels über dem Mindestzielkurs (siehe Abbildung 6.4).



Während bis zum Anfang des vergangenen Jahrzehnts noch die Wasserkraft mit rund 4 Prozent den größten Beitrag der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch lieferte, stieg insbesondere die Strombereitstellung aus Windenergie seit Inkrafttreten des EEG im Jahr 2000. Die Strombereitstellung aus Biomasse verzeichnete seit dem EEG 2004 einen starken Aufwärtstrend, die Photovoltaik insbesondere in den vergangenen vier Jahren. Im Jahr 2012 war der Anteil der Windenergie mit 8,3 Prozent (2011: 8,1 Prozent) nach wie vor am höchsten, gefolgt von der Biomasse, die einschließlich des biogenen Anteils der Siedlungsabfälle 7,4 Prozent des Bruttostromverbrauchs bereitstellte (2011: 6,3 Prozent). Die Photovoltaik hat im Jahr 2012 mit einem Anteil von 4,3 Prozent (2011: 3,2 Prozent) ihre Position als drittwichtigste erneuerbare Stromquelle deutlich ausgebaut. Die Wasserkraft kam auf einen Anteil von 3,6 Prozent (2011: 2,9 Prozent) am Bruttostromverbrauch.



Treiber der abermals deutlichen Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch im Jahr 2012 gegenüber dem Vorjahr waren vor allem Photovoltaik und Biogas (siehe Abbildung 6.5).

Die Photovoltaik steigerte die Strombereitstellung um 35 Prozent auf 26,4 TWh (2011: 19,6 TWh). Dem zugrunde lag ein Netto-Leistungszubau von 7.604 MW (2011: 7.485 MW). Die gesamte installierte PV-Leistung lag am Jahresende 2012 bei 32.643 MW. Damit wurde der angestrebte Zubau-Korridor von 2.500 bis 3.500 MW pro Jahr erneut deutlich überschritten. Mit der sog. PV-Novelle wurden verschiedene Maßnahmen eingeleitet, um den Ausbau zu verstetigen (siehe Kapitel 6.8). Diese zeigen Wirkung: So lag der Zubau im Jahr 2013 mit 3.305 MW im angestrebten Zubaukorridor.

Auch der Ausbau von Anlagen zur Nutzung der Windenergie an Land konnte 2012 einen Aufwärtstrend verzeichnen. Der Netto-Leistungszubau (unter Berücksichtigung von Repowering) übertraf mit 2.139 MW (Brutto: 2.335 MW) den Vorjahreswert von 1.835 MW deutlich. Im Gegensatz dazu schritt der Zubau von Windenergieanlagen auf See nach wie vor nur langsam voran. 2012 ging eine Leistung von 105 MW neu ans Netz, nach 45 MW im Vorjahr. Insgesamt waren Ende 2012 Windenergieanlagen mit einer Leistung von 31.304 MW installiert, davon 435 MW auf See (256 MW mit Netzanschluss). Auch aufgrund des Zubaus der installierten Leistung erhöhte sich die Stromerzeugung aus Windenergie insgesamt auf 50,7 TWh (2011: 48,9 TWh). Die Stromerzeugung aus Offshore-Windparks machte nach wie vor nur einen vergleichsweise geringen Umfang in Höhe von 0,7 TWh aus (2011: 0,6 TWh).

Der Leistungszubau im Bereich Biomasse zeigte vor allem beim Biogas einen rückläufigen Trend. Für 2012 wird für Biomasse insgesamt von einem Netto-Zubau der Stromerzeugungskapazität in Höhe von 424 MW ausgegangen (2011: 519 MW). Dennoch konnte vor allem Biogas die Strombereitstellung (inkl. biogener Anteil des Abfalls) von 37,6 auf 44,6 TWh erheblich steigern. Neben dem Leistungszubau spielt dabei auch die bessere Auslastung des Anlagenbestandes eine Rolle.

Bei der Wasserkraft gab es keinen nennenswerten Leistungszubau. Dennoch stieg die Strombereitstellung aus Wasserkraft nach dem niederschlagsarmen Vorjahr deutlich auf 21,8 TWh an (2011: 17,7 TWh). Der Beitrag der Geothermie zur Strombereitstellung blieb mit nur rund 25 GWh auch im Jahr 2012 gering.

6.6 Entwicklung der Vergütungszahlen, der Differenzkosten und der EEG-Umlage

Das EEG gewährt dem Anlagenbetreiber für den abgenommenen Strom einen gesetzlichen Vergütungsanspruch gegen den Netzbetreiber. Die Übertragungsnetzbetreiber sind wiederum verpflichtet den erneuerbaren Strom an der Börse zu veräußern. Alternativ können die Anlagenbetreiber ihren Strom auch direkt vermarkten. Dieser direkt vermarktete Strom wird über die Marktprämie oder über das Grünstromprivileg gefördert. Die Differenz der an die Anlagenbetreiber ausgezahlten Vergütungs- bzw. Prämienzahlungen und der Einnahmen der Übertragungsnetzbetreiber aus der Börsenvermarktung ergeben dann die Förderkosten der erneuerbaren Energien. Diese ist von den Energieversorgungsunternehmen zu tragen und wird grundsätzlich auf alle Stromverbraucher umgelegt. Dies gilt eingeschränkt für besonders stromintensive Unternehmen, die im internationalen Wettbewerb stehen, für Schienenbahnen und für den Strom, der für den eigenen Verbrauch erzeugt wird (siehe Kapitel 6.6.2).

6.6.1 EEG-Vergütungszahlen und Differenzkosten

Die Förderkosten des EEG, d. h. die Differenz aus den Vergütungszahlungen und den Einnahmen aus der Vermarktung des Erneuerbare-Energien-Stroms an der Börse, werden auf die Energieversorgungsunternehmen und so dann auf deren Stromkunden umgelegt.

Um nicht ein Jahr in Vorleistung gehen zu müssen, erstellen die Übertragungsnetzbetreiber einmal jährlich eine Prognose der zu erwartenden Differenzkosten für das jeweils folgende Jahr. Die Übertragungsnetzbetreiber prognostizieren also die an die Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen auszuzahlenden Einspeisevergütungen jeweils für das kommende Jahr und ziehen davon die prognostizierten Vermarktungserlöse ab. Aus der Differenz ergeben sich die prognostizierten Förderkosten der erneuerbaren Energien bzw. die spartenbezogenen Differenzkosten. Die so prognostizierten Differenzkosten werden in Form der EEG-Umlage je verbrauchte Kilowattstunde auf die Stromverbraucher umgelegt. Abweichungen von der Prognose werden im darauffolgenden Jahr bei der neuen Prognose und Festlegung der EEG-Umlage berücksichtigt. (Die zusätzlichen Einflussgrößen der EEG-Umlage werden in Kapitel 6.6.3 beschrieben.)

In 2012 betragen die jahresscharfen EEG-Vergütungsauszahlungen 21,1 Milliarden Euro (Prognose der Übertragungsnetzbetreiber: 17,96 Milliarden Euro). Diesen Vergütungsauszahlungen stehen die Einnahmen der Übertragungsnetzbetreiber durch den Verkauf des EEG-Stroms an der Strombörse in Höhe von 2,92 Milliarden Euro (Prognose der Übertragungsnetzbetreiber: 4,9 Milliarden Euro). Die deutliche Abweichung zur Prognose der Übertragungsnetzbetreiber ist neben dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien unter anderem auf die gesunkenen Börsenstrompreise zurückzuführen.

Unter Berücksichtigung der vermiedenen Netzentgelte und Aufwendungen der Übertragungsnetzbetreiber ergaben sich für 2012 Differenzkosten von 16,0 Milliarden Euro (Prognose der Übertragungsnetzbetreiber: 14,1 Milliarden Euro) (BMU 2013a).

6.6.2 Privilegierte Strommengen im Rahmen der EEG-Umlage

Ein Grundgedanke des EEG ist es, alle Stromverbraucher an den Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien zu beteiligen. Es bestehen jedoch folgende Ausnahmen:

- Durch die Besondere Ausgleichsregelung (BesAR) werden die stromintensive Industrie und Schienenbahnen auch im Berichtsjahr 2012 weitgehend von der EEG-Umlage entlastet.
- Die Eigenstromerzeugung ist unter bestimmten Umständen vollständig von der EEG-Umlage befreit. Dadurch wird die Eigenenerzeugung der Industrie ebenso wie der PV-Eigenverbrauch privater Haushalte begünstigt.
- Über das Grünstromprivileg wird – unter bestimmten Voraussetzungen – die EEG-Umlage um 2 ct/kWh reduziert.

Insgesamt werden durch die oben genannten drei Ausnahmeregelungen in 2012 rund 158,4 TWh im großen Umfang von der EEG-Umlage befreit. Dies entspricht rund 30 Prozent des Nettostromverbrauchs (2011: 197,5 TWh bzw. knapp 37 Prozent des Nettostromverbrauchs, siehe Kapitel 11.2.3.). In 2012 betrug der Nettostromverbrauch insgesamt 526,6 TWh (2011: 535,2 TWh).

Der Entlastungsumfang durch die Besondere Ausgleichsregelung und die Eigenenerzeugung von Strom hat in den letzten Jahren stetig zugenommen. Hauptgrund dafür sind die gestiegenen EEG-Differenzkosten. Sie führen zu einem Anstieg der EEG-Umlage und für die privilegierten Bereiche damit automatisch zu einer „steigenden Entlastung“. Denn mit steigender EEG-Umlage steigt auch der absolute Betrag, von dem die privilegierten Bereiche bei der EEG-Umlage befreit werden. Der dabei verbleibende Anteil an der EEG-Umlage, den Unternehmen in der Besonderen Ausgleichsregelung zahlen müssen, bleibt in absoluten Zahlen gleich oder steigt ebenfalls. Die im EEG 2012 erfolgte Ausweitung der Besonderen Ausgleichsregelung hat dagegen nur geringfügig zum Anstieg des Begünstigungsvolumens beigetragen (siehe Kapitel 11.2.3). Der Anteil der Privilegierung an der EEG-Umlage betrug 2012 0,63 ct/kWh und 2013 1,04 ct/kWh (siehe Tabelle 11.5).

Diese Entlastungstatbestände führen dazu, dass die Differenzkosten auf eine entsprechend geringere Strommenge (umlagepflichtiger Letztverbrauch bzw. nicht-privilegiierter Letztverbrauch) umgelegt werden und somit die Kosten für diejenigen steigen, die nicht begünstigt sind. Mit steigender EEG-Umlage wird es attraktiver, Strom selbst zu erzeugen, was den umlagepflichtigen Letztverbrauch weiter senkt. Dennoch 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 Bundesregierung wird deshalb die Besondere Ausgleichsregelung erhalten, zukunftsfähig weiterentwickeln und europarechtlich absichern. Die Privilegierung in den einzelnen Branchen wird anhand objektiver, europarechtskonformer Kriterien überprüft. Darüber hinaus ist vorgesehen, dass die privilegierten Unternehmen einen angemessenen Kostenbeitrag übernehmen.

Besondere Ausgleichsregelung

Ziel der 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.

Durch die Besondere Ausgleichsregelung des EEG wurde im Jahr 2012 für insgesamt 734 Unternehmen (683 Unternehmen des produzierenden Gewerbes und 51 Schienenbahnen) ein Stromverbrauch von insgesamt 86.127 GWh von der EEG-Umlage entlastet. Im Vorjahr waren es 603 Unternehmen und die von dieser Begrenzung betroffene Menge lag bei rund 85.118 GWh (siehe Tabelle 6.1). Dadurch ergab sich eine Begünstigungswirkung von 2,74 Milliarden Euro im Jahr 2011. Für 2012 betrug das Begünstigungsvolumen 2,72 Milliarden Euro.

Die Neufassung des EEG zum 1. Januar 2012 enthält verschiedene Anpassungen der Besonderen Ausgleichsregelung (siehe Kapitel 6.8.1). Diese kamen erstmalig im Antragsjahr 2012 für die Begrenzung der EEG-Umlage im Jahr 2013 zur Anwendung. Nach der Neuregelung werden im Jahr 2013 insgesamt 1.720 Unternehmen (1.667 Unternehmen des produzierenden Gewerbes und 53 Schienenbahnen) von der Besonderen Ausgleichsregelung profitieren. Die privilegierte Strommenge stieg von 85.402 GWh für das Begrenzungsjahr 2012 auf 95.557 GWh für 2013. Aufgrund der Novellierung und der dadurch veränderten Bezugsgrößen ist ein Vergleich der Jahre 2012 und 2013 nicht möglich.

Damit ist die privilegierte Strommenge deutlich weniger stark angestiegen als die Zahl der Unternehmen, die von der Regelung profitieren. Der Grund hierfür ist, dass es sich bei den neu hinzugekommenen Unternehmen im Durchschnitt um kleinere Unternehmen mit geringerem Stromverbrauch als bei den bisher begünstigten Unternehmen handelt. Die Öffnung der Besonderen Ausgleichsregelung auch für kleine und mittelständische Unternehmen dient der Angleichung der Wettbewerbsbedingungen zwischen großen und kleinen bzw. mittelständischen Unternehmen.

Der Anstieg der privilegierten Strommenge ist nur zu einem Teil, nämlich in Höhe von 5.509 GWh, auf die Ausweitung der Regelung im EEG 2012 zurückzuführen. Rechnet man die gleichzeitig erfolgten Einschränkungen des Begünstigten-Kreises und die erfolgten, restriktiv wirkenden Konkretisierungen von Begriffsdefinitionen gegen (insbesondere zu den selbstständigen Unternehmensteilen und den Unternehmen des produzierenden Gewerbes), so sind nur noch 895 GWh auf die Änderungen im EEG 2012 zurückzuführen (rund ein Prozent des Gesamtvolumens). Dies unterstreicht, dass der starke Anstieg der Zahl der begünstigten Unternehmen für die zusätzliche Belastung der EEG-Umlage nur zu einem geringen Anteil relevant ist. Der überwiegende Anstieg der privilegierten Strommenge kann auf die konjunkturelle Entwicklung und eine zunehmende Inanspruchnahme der Besonderen Ausgleichsregelung seitens der Unternehmen zurückgeführt werden.

Hauptziel der im EEG erfolgten Ausweitung war es, Wettbewerbsverzerrungen innerhalb der begünstigten Branchen abzumildern, die sich durch die scharfen Schwellenwerte (10 GWh Stromverbrauch, 15 Prozent Stromintensität) ergaben. Durch die Absenkung der Schwellenwerte wurde zugleich ein „gleitender“ Einstieg in die Entlastung ermöglicht: Danach wird die EEG-Umlage auf die erste GWh grundsätzlich in voller Höhe erhoben, die darüber hinausgehende Strommenge bis 10 GWh wird mit 10 Prozent der Umlage belastet und ab 10 GWh sinkt die Belastung auf ein Prozent der Umlage. Dieser gleitende Einstieg hat somit den vorherigen „scharfen Schnitt“ am Schwellenwert 10 GWh spürbar abgemildert. Zudem steigt durch diesen gleitenden Einstieg die Summe der zu zahlenden EEG-Umlage kontinuierlich mit der Strommenge an, während die frühere Regelung dazu führte, dass z. B. ein Unternehmen mit einem Stromverbrauch von 9 GWh mehr EEG-Umlage zahlen musste als ein Unternehmen mit 11 GWh. Ausgenommen von der Regelung sind die besonders stromintensiven Unternehmen mit einer Stromintensität über 20 Prozent. Insgesamt hat die Neuregelung somit vorher bestehende Wettbewerbsverzerrungen reduziert.

Für das Jahr 2013 errechnet sich eine Begünstigungswirkung von 4 Milliarden Euro. Dies bedeutet einen Anstieg der Begünstigungswirkung von rund 1,3 Milliarden Euro gegenüber dem Vorjahr 2012. Hauptursache hierfür ist der Anstieg der EEG-Differenzkosten, der rein rechnerisch zu einer entsprechend höheren Entlastung führt. Daneben beruht der Anstieg auf den oben erläuterten Gründen und nur zu einem geringen Teil auf der Ausweitung der Regelung im EEG 2012.

Für 2014 haben 2.388 Unternehmen einen Antrag auf die Begrenzung der EEG-Umlage gestellt. Die privilegierte Strommenge wird nach Schätzungen der Übertragungsnetzbetreiber bei 106.523 GWh liegen. Dadurch würde sich eine Begünstigungswirkung von 5,1 Milliarden Euro ergeben. In den 106.523 GWh sind rund 6.000 bis 7.000 GWh enthalten, die in Kraftwerken der Deutschen Bahn erzeugt und unmittelbar in das Netz der Deutschen Bahn eingespeist werden (sog. Bahnkraftwerksstrom).

Das tatsächliche Entlastungsvolumen ergibt sich aus dem tatsächlichen Verbrauch der stromintensiven Industrie in den jeweiligen Jahren. Die oben genannten Berechnungen der Begünstigungswirkungen für die Jahre 2013 und 2014 sind aus den EEG-Umlageberechnungen der Übertragungsnetzbetreiber abgeleitet. Eine solche Rechnung beruht auf der Annahme, dass die betroffenen Unternehmen auch ohne Besondere Ausgleichsregelung ihre Produktion in Deutschland in vollem Umfang aufrechterhalten würden. Nicht berücksichtigt werden die Wettbewerbsnachteile, die der deutschen stromintensiven Industrie durch eine Abschaffung der Besonderen Ausgleichsregelung entstünden.

Die Vergütungszahlungen im EEG belaufen sich inzwischen auf über 20 Milliarden Euro pro Jahr. Diese Zahlungen werden durch bereits installierte Anlagen verursacht, die Ansprüche für die Dauer von i.d.R. 20 Jahren haben, so dass die auf den Anlagenbestand entfallenden Zahlungen auf Jahre hinaus festgeschrieben sind und sich nicht reduzieren lassen. Mit seinem ambitionierten Ausbau der erneuerbaren Energien hat Deutschland somit einerseits die Technologieentwicklungen bei den erneuerbaren Energien erheblich vorangetrieben und damit die Kosten des Ausbaus in anderen Ländern entsprechend reduziert.

Tabelle 6.1: Entwicklung der Besonderen Ausgleichsregelung

Begrenzungsjahr	Anzahl gestellter Anträge	Anzahl der privilegierten Unternehmen		privilegierte Strommenge in GWh	Inanspruchnahme in GWh (begünstigte Strommenge)
		produzierendes Gewerbe	Schienenbahnen		
2011	650	554	49	75.974	85.118
2012	813	683	51	85.402	86.127
2013	2.055	1.667	53	95.557	96.225*
2014	2.388	2.026	72	107.101	106.523*

Quelle: BAFA, Stand: Januar 2014

* Schätzung der Übertragungsnetzbetreiber

Eigenerzeugung

Wer Strom selbst erzeugt und ihn ohne Inanspruchnahme des öffentlichen Netzes auch selbst verbraucht, ist von der EEG-Umlage vollständig befreit. Die Befreiung dieser Strommengen von der EEG-Umlage ist unabhängig von der Branchenzugehörigkeit und dem Brennstoffeinsatz.

Vor allem in der Industrie existieren viele Kraftwerke, die zur Deckung der eigenen Stromnachfrage eingesetzt werden. Aber auch bei kleinen Betrieben und privaten Haushalten nimmt die Eigenstromversorgung, etwa durch Photovoltaik-Anlagen oder Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen zunehmend zu. Die entsprechende Strommenge wird allerdings nicht vollständig statistisch erfasst und kann daher nur abgeschätzt werden. Im Rahmen der EEG-Prognose der Übertragungsnetzbetreiber zum Letztverbrauch für das Kalenderjahr 2014 wird die Eigenerzeugung für 2012 auf 50,3 TWh geschätzt. Davon entfallen 49,2 TWh auf die Eigenstromerzeugung der Industrie und 1,2 TWh auf die Eigenstromerzeugung der PV. Für 2013 wurde die Eigenstromerzeugung der Industrie auf 53,9 TWh und für die PV auf 2,3 TWh prognostiziert.

Neben der Befreiung von der EEG-Umlage bestehen unter bestimmten Voraussetzungen weitere Begünstigungswirkungen für selbst erzeugten Strom (insbesondere bei Netzentgelten, Steuern und anderen Umlagen), die zusammen eine erhebliche Begünstigung der Eigenerzeugung bewirken.

Vor diesem Hintergrund besteht ein starker und steigender Anreiz, Strom selbst zu erzeugen und somit von der Umlagepflicht im Rahmen des EEGs befreit zu werden. Dies führt zu einem geringeren umlagepflichtigen Letztverbrauch, so dass die Kosten der Förderung der erneuerbaren Energien von weniger Stromverbrauchern gezahlt werden müssen.

Daher sieht der Koalitionsvertrag vor, dass im Grundsatz die gesamte Eigenstromerzeugung an der EEG-Umlage beteiligt wird. So sollen alle neuen Eigenstromerzeuger mit einer Mindestumlage zur Grundfinanzierung des EEG beitragen, wobei die Wirtschaftlichkeit insbesondere von EEG- und KWK-Anlagen und die Kuppelgasnutzung gewahrt werden soll. Für kleine Anlagen soll eine Bagatellgrenze eingezogen werden. Vertrauensschutz für bestehende Eigenerzeugung wird gewährleistet.

Grünstromprivileg

Als Grünstromprivileg wird die Regelung in § 39 Abs. 1 EEG (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 vermiedenen EEG-Umlage ergibt sich die Anreizwirkung des Grünstromprivilegs.

Die Bedeutung des Grünstromprivilegs stieg bis 2011 deutlich an. Während im Jahr 2010 nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber durch das Grünstromprivileg noch 2,7 TWh von der EEG-Umlage befreit wurden, waren es im Folgejahr 2011 bereits 22,5 TWh.

Ähnlich wie der Eigenverbrauch hat das Grünstromprivileg den Effekt, dass die übrigen Stromverbraucher eine höhere EEG-Umlage zahlen müssen, da die EEG-Differenzkosten auf weniger Stromverbraucher umgelegt werden können. Damit ergibt sich auch durch das Grünstromprivileg ein sich selbst verstärkender Effekt auf die EEG-Umlage. Hinzu kam, dass die Direktvermarktungs- und Entlastungsleistung für das EEG recht gering war, da die Energieversorgungsunternehmen kaum Strom aus vergleichsweise teuren und schwierig zu vermarktenden, fluktuierenden erneuerbaren Energien im Portfolio hatten, sondern vornehmlich Erneuerbare-Energien-Strom aus günstigen, zum Teil abgeschriebenen Wasserkraftwerken in ihre Portfolios aufnahmen.

Die Bundesregierung hat durch das Europarechtsanpassungsgesetz erneuerbare Energien und durch die EEG-Novelle 2012 darauf reagiert und die Rahmenbedingungen für die Inanspruchnahme des Grünstromprivilegs deutlich restriktiver ausgestaltet. Insbesondere ist die Begünstigungswirkung auf 2ct/kWh begrenzt und es müssen jetzt mindestens 20 Prozent des Stromes aus fluktuierenden erneuerbaren Energien (PV und Wind) stammen. Diese Maßnahmen und die Einführung der Marktprämie haben zu einem Rückgang der Inanspruchnahme des Grünstromprivilegs geführt. In der Folge entfiel in 2012 eine deutlich geringere Menge von 5,6 TWh auf das Grünstromprivileg.

Derzeit wird damit gerechnet, dass die Strommenge, die über das Grünstromprivileg vermarktet wird, wieder ansteigen wird (Prognose EEG-Umlage 2013 2,6 TWh; Prognose EEG-Umlage 2014: 6,0 TWh).

Um die Kostendynamik bei der EEG-Umlage noch weiter zu begrenzen, plant die Bundesregierung, im Rahmen der EEG-Novelle 2014 das Grünstromprivileg nunmehr zu streichen. Damit trägt die Bundesregierung dazu bei, dass das EEG auch zukünftig europarechtskonform ausgestaltet ist.

6.6.3 Entwicklung der EEG-Umlage

Spätestens zum 15. Oktober eines Jahres schätzen die Übertragungsnetzbetreiber die Differenzkosten des kommenden Jahres und legen die entsprechende EEG-Umlage für das kommende Jahr fest.

Die EEG-Umlage ergibt sich aus drei Bestandteilen: Die Differenzkosten, d. h. die Differenz aus der Erneuerbare-Energien-Förderung und den Einnahmen durch den Verkauf an der Börse, machen die Kernumlage aus. Daneben enthält die EEG-Umlage diesogenannte Liquiditätsreserve, die den Zweck hat, eventuelle Abweichungen von der Prognose abzapfen, sowie einen weiteren Posten zum Ausgleich des Kontostands zum Vorjahr. Die Verrechnung des so genannten „EEG-Kontos“ erfolgt am 30. September des Folgejahres. Ausführliche Informationen zur Prognose und zur Berechnung der EEG-Umlage, sowie Informationen zum aktuellen Stand des EEG-Kontos sind auf der Seite der Übertragungsnetzbetreiber zu finden (www.netztransparenz.de).

Wie genau die von den Übertragungsnetzbetreibern prognostizierte EEG-Umlage die tatsächliche Entwicklung der Differenzkosten abbildet, lässt sich erst nach Jahresabschluss ermitteln. Eine Übersicht der tatsächlichen, jahresscharf berechneten EEG-Umlage ist im Datenservice auf der Internetseite www.erneuerbare-energien.de abzurufen (BMU 2013b). Die folgende Darstellung konzentriert sich ausschließlich auf die EEG-Umlage, also die prognostizierte Entwicklung der Differenzkosten, da diese das abbildet, was auf der Stromrechnung der Verbraucher ausgewiesen wird.

EEG-Umlage für 2012

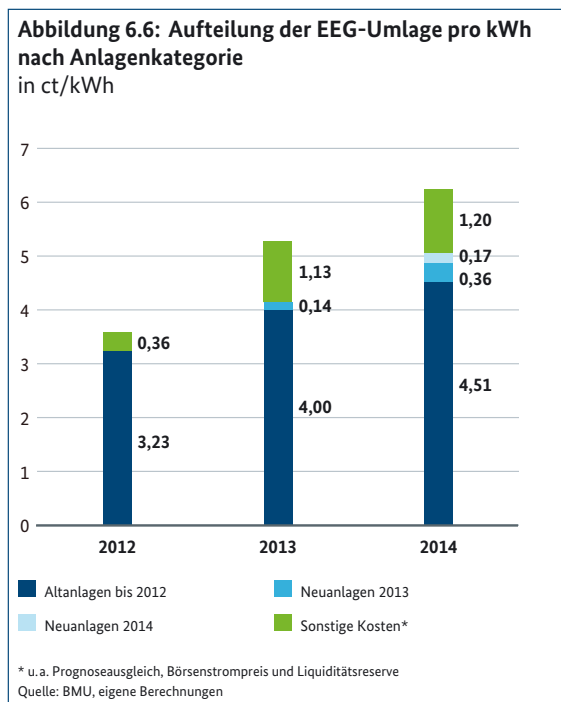
Die im Oktober 2011 prognostizierte und tatsächlich von den Energieversorgungsunternehmen zu zahlende EEG-Umlage für das Jahr 2012 betrug 3,59 ct/kWh. Die EEG-Kernumlage, also die prognostizierten Differenzkosten für das Jahr 2012 wurde auf 3,31 ct/kWh festgelegt. Hinzu kamen 0,18 ct/kWh, die die Abweichungen der tatsächlichen Entwicklung von der Prognose des Vorjahres ausgleichen. Diese Abweichung betrug zum 30. September 2011 rund 0,7 Milliarden Euro, mit denen das „EEG-Konto“ im Minus war. Zusätzlich erfolgte die Addition einer Liquiditätsreserve von 3 Prozent der Kernumlage beziehungsweise 0,1 ct/kWh als Puffer für künftige Prognoseabweichungen.

EEG-Umlage für 2013

Die im Oktober 2012 prognostizierte und tatsächlich von den Energieversorgungsunternehmen zu zahlende EEG-Umlage für 2013 beträgt 5,28 ct/kWh. Die EEG-Kernumlage, also die prognostizierten Differenzkosten für das Jahr 2013 wurde auf 4,18 ct/kWh festgelegt. Zum 30. September 2012 wies das EEG-Konto ein Minus von rund 2,6 Milliarden Euro auf. Der Ausgleich dieses Saldos führte zu einer Erhöhung der Kernumlage um 0,67 ct/kWh. Zusätzlich wurde die Liquiditätsreserve auf 10 Prozent der Kernumlage ausgeweitet, so dass dadurch 0,4 ct/kWh hinzukamen. Insgesamt ergab sich eine deutliche Steigerung der EEG-Umlage von 47 Prozent gegenüber dem Vorjahr.

EEG-Umlage für 2014

Die im Oktober 2013 prognostizierte und tatsächlich von den Energieversorgungsunternehmen zu zahlende EEG-Umlage für 2014 beträgt 6,24 ct/kWh. Die EEG-Kernumlage wurde auf 5,15 ct/kWh festgelegt. Zum 30. September 2013 wies das EEG-Konto ein Minus von rund 2,2 Milliarden Euro auf. Der Ausgleich dieses Saldos führte zu einer Erhöhung der Kernumlage um 0,58 ct/kWh. Zusätzlich wurde eine Liquiditätsreserve von 0,512 ct/kWh hinzugerechnet. Insgesamt ergab sich eine deutliche Steigerung der EEG-Umlage von 18,2 Prozent gegenüber dem Vorjahr.



Einflussfaktoren auf die EEG-Umlage

Generell wird die Höhe der EEG-Umlage durch eine Vielzahl von Faktoren beeinflusst, die sich teilweise überlagern oder wechselseitig beeinflussen und dadurch nur schwer eindeutig bestimmbar sind.

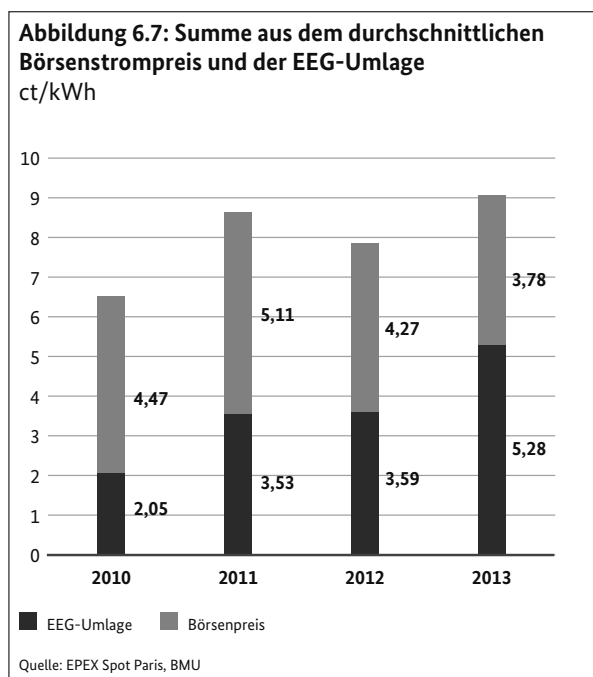
Der Anstieg der EEG-Umlage war in den letzten Jahren in erster Linie auf einen starken Ausbau der erneuerbaren Energien zurückzuführen. In den vergangenen Jahren trug insbesondere die starke Ausbaudynamik bei der Photovoltaik zum Anstieg der Förderkosten bei. Die Bundesregierung hat hier durch mehrere Anpassungen reagiert und neben zahlreichen Vergütungsabsenkungen insbesondere einen so genannten „atmenden Deckel“ für die Photovoltaik eingeführt, um den gesunkenen Anlagenpreisen Rechnung zu tragen. Durch den „atmenden Deckel“ sinkt die Vergütung für Neuanlagen automatisch, wenn in den Vormonaten viele neue Anlagen installiert wurden. Insgesamt konnte die PV-Vergütung je nach Anlagengröße innerhalb weniger Jahre von 32-42 ct/kWh auf 9,4 – 13,5 ct/kWh abgesenkt werden (Stand: 1. Februar 2014). Darüber hinaus wurde die Ausbaudynamik bei der Photovoltaik verstetigt.

Die Vergütungszahlungen der in den letzten Jahren installierten Anlagen machen nunmehr den größten Anteil der EEG-Umlage aus (siehe Abbildung 6.6). Dieser „Sockel“ ist darauf zurückzuführen, dass die Vergütung für die jeweils nächsten 20 Jahre ab Inbetriebnahme der Anlage gewährt wird. Im Verhältnis zum Bestand machte der Neu-Zubau im Jahr 2012 und 2013 einen vergleichsweise geringen Anteil aus, da die beschriebenen Maßnahmen der Bundesregierung zur Kostensenkung und Verstetigung des Ausbaus Wirkung zeigen. Nichtsdestoweniger kommt es für Neuanlagen darauf an, die Kosteneffizienz zu verbessern und die Kostendynamik zu begrenzen, da auch bei Neuanlagen wiederum neue Zahlungsverpflichtungen für 20 Jahre entstehen, die sich kumulieren.

Das gestiegene Angebot an Strom aus erneuerbaren Energien führt stundenweise dazu, dass der Strompreis an der Spotmarkt-Börse sinkt (siehe Kapitel 6.7). Auch die Entwicklung des Spotmarktpreises an der Börse war ein Grund für die Steigerung der EEG-Umlage. Ein niedrigerer Spotmarktpreis führt zu geringeren Einnahmen der Übertragungsnetzbetreiber aus der Vermarktung des erneuerbaren Stroms. Die EEG-Umlage ergibt sich aus der Differenz zwischen den Vergütungszahlungen an die Anlagenbetreiber und den Vermarktungserlösen der Übertragungsnetzbetreiber. Daher bewirkt ein niedrigerer Spotmarktpreis eine höhere EEG-Umlage. Ein höherer Spotmarktpreis würde demgegenüber zu einer geringeren EEG-Umlage führen.

Ein niedriger Börsenstrompreis erhöht auch die durch die Verbraucher zu tragenden Differenzkosten insbesondere auch für Bestandsanlagen. So machte der Neu-Zubau in 2013 bei der Steigerung der EEG-Umlage von 2012 auf 2013 lediglich 0,13 ct./kWh aus. Im Jahr 2012 und 2013 trug der gesunkene Börsenstrompreis wesentlich zum Anstieg der EEG-Umlage bei (siehe Abbildung 6.6).

Eine gemeinsame Betrachtung von EEG-Umlage und Spotmarktpreis an der Strombörse (siehe Abbildung 6.7) zeigt dass die Summe aus EEG-Umlage und Börsenstrompreis seit dem Jahr 2010 in wesentlich geringerem Maße als die EEG-Umlage anstieg.



6.7 Merit-Order-Effekt durch erneuerbare Energien

Das Stromangebot der erneuerbaren Energien hat preisdämpfende Auswirkungen auf die Strompreise an der Börse, auf der das Erneuerbare-Energien-Stromangebot vermarktet wird (EPEX Spot). Das Stromangebot aus erneuerbaren Energien verringert 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 Merit-Order-Effekt ist wissenschaftlich anerkannt. Für die eindeutige Bestimmung des Merit-Order-Effekts gibt es allerdings 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). Zudem variieren die Einfluss nehmenden Faktoren je nach aktueller Preis- und Laststruktur. Mehrere wissenschaftliche Studien, haben gezeigt, dass der Merit-Order-Effekt in der Vergangenheit, auch unter konservativen Annahmen, eine erhebliche Größenordnung hatte. Während für 2011 Studien zum Ergebnis kamen, dass der Merit-Order Effekt zur Absenkung des Börsenstrompreises zwischen 0,56 bis 1,14 ct/kWh führte, liegt der Merit-Order Effekt für 2012 bei 0,89 ct/kWh (siehe Tabelle 6.2).

Tabelle 6.2: Quantifizierung des Merit-Order-Effekts in Deutschland

Studie	Veränderung des Spotmarktpreises (Day-Ahead) in ct/kWh									
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2015	2020	
Cludius, Hermann, Matthes (2013)				-0,52*	-0,72	-1,14				
Sensfuß und Ragwitz (2007)	-0,78									
Sensfuß (2012)		-0,58	-0,53	-0,60	-0,52	-0,87	-0,89			
Traber, Kempf, Diekmann (2011)										-0,32
Weigt (2009)	-0,62	-1,04	-1,3*							
EWI (2012)**								-0,20	-0,50	
Speth, Stark, Warzecha (2012)					-0,56	-0,56				
Speth, Klein (2012)							-0,748			
Öko-Institut (2012)							-1,0			
Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e.V. (2011)				Durchschnitt -0,8 ct/kWh (2006-2010)						

*nur ein Halbjahr berücksichtigt. **nur die nach 2010 zuwachsenden Erneuerbare-Energien-Mengen berücksichtigt.

Gegenwärtig profitieren in erster Linie die besonders stromintensiven Unternehmen von den sinkenden Börsenpreisen, soweit sich ihre Strombezugskosten stärker an den Großhandelspreisen orientieren und sie unter bestimmte Ausnahmetatbestände von der EEG-Umlage fallen (siehe Kapitel 11.1 und 11.2). Ob Endkunden von aktuell niedrigen Börsen-Spotmarktpreisen profitieren, hängt unter anderem davon ab, welche Beschaffungsstrategie ihr Energielieferant verfolgt, ob sich der Merit-Order-Effekt auch auf den Terminmärkten niederschlägt und wie niedrigere Beschaffungspreise auf der Großhandelsebene an die Verbraucher weitergegeben werden. Dabei spielt die Wechselbereitschaft der Stromkunden eine entscheidende Rolle (siehe Kapitel 11.4).

6.8 Maßnahmen im Bereich erneuerbare Energien

6.8.1 Stromsektor

Im Berichtsjahr 2012 hat die Bundesregierung verschiedene Maßnahmen zu erneuerbarer Energien im Strombereich auf den Weg gebracht:

Novelle des EEG 2012

Um die Markt- und Systemintegration der erneuerbaren Energien zu verbessern, hat die Bundesregierung zuletzt mit der Novelle des EEG zum 1. Januar 2012 verschiedene Anpassungen vorgenommen.

Insbesondere wurde die so genannte optionale Marktprämie eingeführt d. h. Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen erhalten anstelle der Einspeisevergütung eine Prämie, wenn sie ihren Strom selbst vermarkten bzw. vermarkten lassen. Die Prämie erhalten sie zusätzlich zu den Vermarktungserlösen, da diese in der Regel deutlich unter dem jeweiligen Einspeisevergütungssatz liegen. Die Marktprämie wird monatlich im Nachhinein bestimmt aus der Differenz zwischen dem durchschnittlichen Börsenpreis von Strom aus der jeweiligen erneuerbaren Energiequelle im betreffenden Monat und dem jeweiligen Einspeisevergütungssatz. Die im Vergleich zum System der festen Einspeisevergütung zusätzlichen Aufwendungen des Anlagenbetreibers für die Direktvermarktung werden durch die sogenannte Managementprämie ausgeglichen, die einen weiteren Teil der Marktprämie darstellt. Die Managementprämie soll die anfänglichen Transaktionskosten, aber auch Kosten für Prognoseabweichungen abdecken. Die Managementprämie sinkt kontinuierlich. Diese Absenkung wurde zum 1. Januar 2013 noch einmal verstärkt. Die Betreiber einer EEG-Anlage können monatlich entscheiden, ob sie die Einspeisevergütung oder die Marktprämie erhalten wollen.

Über die gleitende Marktprämie werden inzwischen knapp die Hälfte der der installierten EEG-Anlagen-Leistung vermarktet, bei Windenergie sind es schon über 80 Prozent (BMU 2013b). Dieser Anteil ist auch nach Absenkung der Managementprämie zum 1. Januar 2013 nicht zurückgegangen.

Die Anlagen in dieser Form der Direktvermarktung erhalten zwar noch einen Zuschuss in Form der Marktprämie, nehmen im Übrigen aber wie konventionelle Kraftwerke voll am Großhandelsmarkt für Strom teil. Die Anlagenbetreiber in der Marktprämie bzw. Direktvermarkter prognostizieren ihre Erzeugung und verkaufen diese selbstständig. Außerdem tragen sie die Kosten für Abweichungen von ihrer Prognose. Sie haben dadurch einen ständigen Anreiz, ihre Prognosegüte zu verbessern und ihre Vermarktung zu optimieren. Anlagenbetreiber in der Marktprämie bzw. Direktvermarkter vermarkten ihren erneuerbaren Strom inzwischen an allen Stromteilmärkten, das heißt neben dem Spotmarkt auch am Terminmarkt und am Regelleistungsmarkt. Dadurch, dass erneuerbare Energie-Anlagen in der gleitenden Marktprämie am Regelleistungsmarkt teilnehmen, kann der must-run Bedarf konventioneller Kraftwerke gesenkt werden.

Da Erneuerbare-Energien-Anlagen in der gleitenden Marktprämie dem Strompreissignal stärker ausgesetzt sind, reagieren sie auch auf negative Strompreise. Beispielsweise konnten durch die Abregelung von Erneuerbare-Energien-Anlagen bei stark negativen Preisen, die Höhe der negativen Strompreise reduziert werden.

Schließlich besteht durch die gleitende Marktprämie erstmals nennenswert Wettbewerb im Handel mit Strom aus erneuerbaren Energien. Insgesamt haben 70 Unternehmen einen Bilanzkreis als Direktvermarkter angemeldet.

Die Neufassung des EEG 2012 enthält zudem deutliche Anpassungen der Besonderen Ausgleichsregelung:

Der Kreis möglicher Antragsteller aus dem produzierenden Gewerbe wurde eingeschränkt. Seitdem sind neben den Schienenbahnen nur noch Unternehmen des verarbeitenden Gewerbes und des Bergbaus antragsberechtigt. Durch die Neuregelung können z. B. Energie- und Wasserversorgungsunternehmen, die nach dem EEG 2009 die Besondere Ausgleichsregelung in Anspruch nehmen konnten, ab 2013 nicht mehr von dieser Regelung profitieren.

Durch eine Absenkung der Schwellenwerte wird auch der stromintensive Mittelstand in den Kreis möglicher Begünstigter einbezogen. Der jährliche Mindeststrombezug, ab dem eine (Teil-)Privilegierung möglich ist, ist nun folgendermaßen gestaffelt:

- Für den Strombezug bis 1 GWh ist die volle EEG-Umlage zu zahlen.
- Für den Strombezug über 1 GWh bis einschließlich 10 GWh beträgt die EEG-Umlage 10 Prozent ihrer regulären Höhe.
- Für den Strombezug über 10 GWh bis einschließlich 100 GWh wird sie dann auf 1 Prozent ihres regulären Wertes begrenzt.
- Für den Strombezug über 100 GWh müssen 0,05 ct/kWh gezahlt werden.
- Für Unternehmen, die eine Stromabnahme von mindestens 100 GWh pro Abnahmestelle sowie eine Stromintensität von mindestens 20 Prozent aufweisen, besteht die bisherige Regelung weiter. Ihre EEG-Umlage wird auf 0,05 ct/kWh für ihren gesamten Strombezug an den begünstigten Abnahmestellen begrenzt.
- Für Schienenbahnen schreibt das EEG 2012 die bisherige Regelung des EEG 2009 nunmehr in einem eigenen Paragraphen fort (Mindestabnahme von 10 GWh für Fahrstrom die EEG-Umlage in voller Höhe für 10 Prozent des Stromverbrauchs im Begrenzungszeitraum, 0,05ct/kWh für 90 Prozent des Stromverbrauchs).

Die erforderliche Stromintensität (Verhältnis der vom Unternehmen zu tragenden Stromkosten zur Bruttowertschöpfung nach der Definition des Statistischen Bundesamtes, Fachserie 4, Reihe 4.3, Wiesbaden 2007) wurde von 15 auf 14 Prozent abgesenkt.

Photovoltaik-Novelle

Mit der sogenannten Photovoltaik-Novelle vom Juni 2012, die rückwirkend zum 1. April 2012 in Kraft getreten ist, sind umfangreiche Änderungen bei der Vergütung von Photovoltaik-Strom beschlossen worden, um dem Ausbau-Boom und der Technologiekostensenkung Rechnung zu tragen, insbesondere:

- Die Vergütungssätze wurden einmalig um 15 Prozent gesenkt.
- Es wurde ein Zielkorridor für den jährlichen Neu-Zubau von 2,5 bis 3,5 GW festgelegt.
- Es wurde eine automatische Degression der Vergütungssätze festgelegt. Eine Basisdegression von monatlich 1 Prozent (entspricht ca. 11,4 Prozent jährlich), sofern sich der Zubau innerhalb des Zielkorridors bewegt. Darüber hinaus wurde eine zusätzliche automatische Degression vereinbart, wenn der Zubau über dem Zielkorridor liegt. Um große Sprünge zu vermeiden, erfolgt diese Degression monatlich und wird der Höhe nach alle drei Monate angepasst. Die Degression ist auf maximal ca. 29 Prozent im Jahr begrenzt. Sollte der Zubau unterhalb des Korridors liegen, wird die Degression ausgesetzt („atmender Deckel“), bei starker Unterschreitung erhöhen sich die Vergütungssätze.
- Photovoltaikanlagen werden nur noch bis zu einer installierten Leistung von 10 MW gefördert.
- Seit dem 1. Januar 2014 werden bei PV-Anlagen zwischen 10 Kilowatt und 1 Megawatt nur noch 90 Prozent der erzeugten Strommenge gefördert. Hierdurch entsteht ein Anreiz für die Anlagenbetreiber, Strom nachfrageorientierter zu erzeugen und jenseits der Förderung diesen frei am Markt zu verkaufen.
- Die Förderung der PV wurde insgesamt auf 52 GW begrenzt (Mitte 2012 27 GW, Ende 2013 35,9 GW).
- Zum Stand Januar 2013 lag die Vergütung für Photovoltaik-Dachanlagen bei maximal 17,9 ct/kWh und für Photovoltaik-Freianlagen bei 12,39 ct/kWh. Zum Stand 1. Februar 2014 liegt sie zwischen 9,4 und 13,5 ct/kWh.

Entschädigungsregelungen für Offshore-Wind

Mit dem „Dritten Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften“ wurden die neue Haftungs- und Entschädigungsregelungen für Offshore-Wind beschlossen. Um Investitionssicherheit für Offshore-Windparks zu schaffen, kann ein Anlagenbetreiber eine Entschädigung erhalten, wenn die Anlage verzögert an das Netz angebunden wird. Die Entschädigungskosten trägt der Übertragungsnetzbetreiber und kann diese abzüglich eines Selbstbehalts per Umlage auf die Stromverbraucher (maximal 0,25 ct/kWh) wälzen.

Offshore-Netzentwicklungsplan

Der Offshore Netzentwicklungsplan bildet zukünftig die Basis für die Planungen des Ausbaus von Offshore-Windenergieanlagen und der zugehörigen Netzanbindung sowie der darauf basierenden Förderzusagen. Den ersten Offshore Netzentwicklungsplan hat die Bundesnetzagentur Anfang 2014 genehmigt. Die im Koalitionsvertrag vorgesehene Anpassung der Offshore-Ausbauziele auf 6,5 GW im Jahr 2020 und 15 GW im Jahr 2030 wird bei der Fortschreibung des Offshore-Netzentwicklungsplans berücksichtigt werden (siehe Kapitel 8.7).

Maßnahmenausblick grundlegende EEG-Reform

Die Plattform Erneuerbare Energien hat im Jahr 2012 in einer breiten Beteiligung von Experten und Akteuren der Energiewende einen intensiven Austausch ermöglicht. Hierdurch konnten verschiedene Konzepte zur Umsetzung des EEG diskutiert und Ideen entwickelt werden. Diese Konzepte und Ideen fließen in die Reform des EEG ein.

Mit der grundlegenden Reform des EEG soll das Ausmaß und die Geschwindigkeit des Kostenanstiegs spürbar gebremst werden. Dazu legt die Bundesregierung im Gesetz einen verlässlichen Ausbaukorridor von 40 bis 45 Prozent im Jahr 2025 und 55 bis 60 Prozent im Jahr 2035 fest. Der Ausbaukorridor erlaubt zugleich eine bessere Verknüpfung mit dem Netzausbau. Daneben soll die Kosteneffizienz erhöht werden, insbesondere durch die Vermeidung von Überförderung, eine kontinuierliche Degression der Förderung eine Konzentration der Besonderen Ausgleichsregelung auf stromintensive Unternehmen im internationalen Wettbewerb und eine ausgewogene Regelung für die Eigenproduktion von Strom.

Darüber hinaus soll die Förderung stärker marktwirtschaftlich orientiert werden. Dazu wird bis spätestens 2017 für alle Neuanlagen ab 100 kW die verpflichtende Direktvermarktung auf der Basis der gleitenden Marktprämie eingeführt. Des Weiteren werden in einem Ausschreibungspilotprojekt in einer Größenordnung von 400 MW an PV-Freiflächenanlagen Erfahrungen mit Ausschreibungsmodellen und einem Ausschreibungsdesign ermittelt, und geprüft, ob und inwieweit die Ziele der Energiewende auf diesem Wege kostengünstiger erreicht werden können.

6.8.2 Wärmesektor

Im Bereich Wärme/Kälte sind es insbesondere das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz und das darin verankerte Marktanreizprogramm, die den Ausbau der erneuerbaren Energien vorantreiben.

Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz

Das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) schreibt vor, dass Eigentümer neuer Gebäude einen Teil ihres Wärmebedarfs (und Kältebedarfs) aus erneuerbaren Energien decken beziehungsweise sogenannte Ersatzmaßnahmen wählen müssen. Ziel des EEWärmeG ist es, bis 2020 einen Erneuerbare-Energien-Anteil von 14 Prozent am gesamten Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte zu erreichen. Im Jahr 2012 lag der Anteil am Endenergieverbrauch Wärme bei etwa 10 Prozent (siehe Kapitel 6.3). Zuletzt ist das EEWärmeG mit Wirkung zum 1. Mai 2011 novelliert worden (Europarechtsanpassungsgesetz Erneuerbare Energien). 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 gemietete Gebäude.

Die Bundesregierung hat im Dezember 2012 den ersten Erfahrungsbericht zum EEWärmeG vorgelegt. Zentrale Berichtsinhalte des Erfahrungsberichts sind gemäß § 18 EEWärmeG 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 hält die Einhaltung des gesetzlich verankerten Ziels von 14 Prozent für erneuerbare Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte bis 2020 zwar für möglich, sieht aber die Ziel-Einhaltung auf Basis der vorliegenden Szenarien als nicht gesichert an.

Marktanreizprogramm

Das Marktanreizprogramm (MAP) ist ein Zuschussprogramm und fördert – vorrangig im Bereich von Bestandsgebäuden – u.a. Anlagen für Heizung, Warmwasserbereitung und zur Bereitstellung von Kälte oder Prozesswärme aus erneuerbaren Energien wie beispielsweise Solarthermieanlagen, Pelletkessel und Wärmepumpen. Diese Anlagen werden hauptsächlich für den Bedarf von Ein-, Zwei- und Mehrfamilienhäusern sowie kleineren öffentlichen und gewerblichen Gebäuden errichtet und erhalten Investitionskostenzuschüsse. Dieser Programmteil des MAP wird vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) durchgeführt.

Das MAP enthält einen Teil als KfW-Programm für zinsgünstige Darlehen mit Tilgungszuschüssen (KfW-Programm Erneuerbare Energien „Premium“). Diese Darlehen werden für Anlagen mit höherer Leistung sowie für Biogasleitungen, Tiefengeothermie und für Wärmenetze- und -speicher, die aus erneuerbaren Energien gespeist werden, gewährt. Diese Investitionen werden zumeist von Unternehmen oder Kommunen umgesetzt.

Darüber hinaus ist aus dem MAP ein Förderprogramm für dezentrale Speicher in Verbindung mit Photovoltaikanlagen aufgelegt worden. 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.

Im Jahr 2012 wurden über das MAP insgesamt ca. 301 Millionen Euro an Fördergeldern verausgabt und damit ein Investitionsvolumen von rund 1,33 Milliarden Euro angestoßen. Mit dem KfW-Programm „Energieeffizient Sanieren – Ergänzungskredit“ können seit dem 1. März 2013 im MAP förderfähige Anlagen ergänzend mit einem Kredit gefördert werden. Im Jahr 2013 wurden über das MAP insgesamt ca. 321 Millionen Euro an Fördergeldern verausgabt und damit ein Investitionsvolumen von rund 1,23 Milliarden Euro angestoßen.

6.8.3 Verkehrsbereich

Der Anteil erneuerbarer Energien im Verkehrsbereich wird hauptsächlich über Biokraftstoffe wie Biodiesel oder Bioethanol bereitgestellt. Mit dem Biokraftstoffquotengesetz wurden die entsprechenden Quoten in das Bundes-Immissionsschutzgesetz eingeführt. Nach § 37a BImSchG ist die Mineralölwirtschaft verpflichtet, bezogen auf die jährliche Gesamtabsatzmenge an Kraftstoffen einen Anteil von 6,25 energetischen Prozent durch Biokraftstoffe in Verkehr zu bringen. Neben dieser Gesamtquote bestehen Unterquoten für Dieselmotorkraftstoffe und für Ottomotorkraftstoffe.

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 ab 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.

Neben den Biokraftstoffen werden auch Fahrzeuge, die mit Strom aus erneuerbaren Energien betrieben werden, eine immer wichtigere Rolle spielen. Die Bundesregierung hat sich das Ziel gesetzt, dass bis 2020 eine Million und bis 2030 6 Millionen elektrisch angetriebene Fahrzeuge in Deutschland zugelassen sind. Derzeit ist die Anzahl der batteriebetriebenen Elektrofahrzeuge mit ca. 10.000 Elektro-PKW noch sehr begrenzt, dazu kommen knapp 200 Fahrzeuge mit Brennstoffzellen (siehe Kapitel 9.2) sowie Nutzfahrzeuge. Die deutschen Fahrzeughersteller haben jedoch 2013 weitere Serienfahrzeuge auf den Markt gebracht und für die kommenden Jahre die Markteinführung von 16 Fahrzeugmodellen mit Elektroantrieb angekündigt. Im Jahresvergleich weisen Elektrofahrzeuge die mit Abstand höchsten Zuwachsraten unter allen Kraftstoffarten auf. Insgesamt konnte allein im Jahr 2013 ein Zuwachs von 32 Elektrofahrzeugmodellen auf dem deutschen Markt verzeichnet werden. Auch unabhängige Marktbeobachter, z.B. der McKinsey „EV-Index“, sehen Deutschland international in der „elektromobilen Spitzengruppe“.

Im Mai 2011 hat die Bundesregierung ihr Regierungsprogramm Elektromobilität vorgestellt, das derzeit umgesetzt wird. Eine Milliarde Euro wurde für Forschung und Entwicklung in der abgelaufenen Legislaturperiode bereitgestellt. In den kommenden Jahren wird die Elektromobilität in den sogenannten Schaufenstern der Elektromobilität für die Öffentlichkeit noch sichtbarer. Hinzu kamen Anreize für die Anschaffung elektrisch angetriebener Fahrzeuge, wie z. B. die KFZ-Steuerbefreiung auf reine Elektrofahrzeuge und Brennstoffzellenfahrzeuge aller Fahrzeugklassen mit einer Verlängerung der Steuerbefreiung von derzeit fünf auf zehn Jahre. Ferner wurde beschlossen, steuerliche Nachteile bei der Nutzung von Elektroautos als Dienstwagen gegenüber konventionellen Fahrzeugen rückwirkend zum 1. Januar 2013 auszugleichen.

Die Bundesregierung hält am Ziel fest, Deutschland zum Leitmarkt und Leitanbieter für Elektromobilität zu machen. Dabei wird ein in der Gesamtschau technologieoffener Ansatz inklusive der Wasserstoff-, Hybrid-, Batterie- und Brennstoffzellentechnologie verfolgt.

6.8.4 Förderung von Forschung und Entwicklung

Die Förderung von Forschung und Entwicklung von erneuerbaren Energien durch die Bundesregierung ist breit aufgestellt und erfolgt im Rahmen des 6. Energieforschungsprogramms. Sie umfasst die einzelnen Technologien der erneuerbaren Energien Windenergie, Photovoltaik, Geothermie, Bioenergie, Wasserkraft- und Meerestechnologie, solarthermische Warmegewinnung sowie solarthermische Kraftwerke sowie den Förderschwerpunkt „SystEEm“ (regenerative Energieversorgungssysteme und Integration der erneuerbaren Energien). Einzelheiten werden regelmäßig im Jahresbericht „Innovation durch Forschung“ zur Forschungsförderung im Bereich der erneuerbaren Energien sowie im jährlich erscheinenden Bundesbericht Energieforschung dargestellt.

7 Kraftwerke

Die Umstellung der Stromerzeugung in Deutschland auf eine Versorgung, die vorrangig auf erneuerbaren Energien beruht, ist im Berichtsjahr 2012 weiter vorangegangen. Die beiden erneuerbaren Energieträger Sonne und Wind weisen von allen Energieträgern die höchsten installierten Kraftwerksleistungen auf.

Die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien ist durch äußerst niedrige variable Kosten gekennzeichnet. Am Strommarkt kommen sie vorrangig zum Zuge, um die Nachfrage zu decken. Als eine Folge verändern sich die Wirtschaftlichkeitsbedingungen für die konventionellen Kraftwerke. Da die erneuerbaren Energien fluktuierend Strom erzeugen, ist eine Flexibilisierung des Gesamtsystems erforderlich. Notwendig ist ein neues, flexibleres Zusammenspiel aus erneuerbaren Energien, konventionellen Kraftwerken, der Nachfrage, intelligenten Netzen sowie mittel- und langfristige auch Speichern. Dabei muss auch in Zukunft die Versorgungssicherheit jederzeit gewährleistet sein.

Deshalb sind die konventionellen Kraftwerke im erforderlichen Umfang als Teil des nationalen Energiemixes auf absehbare Zeit unverzichtbar. Durch den kontinuierlichen Zubau der erneuerbaren Energien benötigen wir in Zukunft hocheffiziente und flexiblere konventionelle Kraftwerke. Solange keine anderen Möglichkeiten (wie z. B. Speicher oder Nachfragemanagement) ausreichend und kostengünstig zur Verfügung stehen, kann Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie nicht entscheidend zur Versorgungssicherheit beitragen. Daraus ergibt sich das Erfordernis einer ausreichenden Deckung der Residuallast.

Die Bundesregierung nimmt das Thema Versorgungssicherheit ernst. Sie hat deshalb mit dem Wintergesetz und der Reservekraftwerksverordnung Maßnahmen ergriffen, um eventuellen Engpassituationen in den Wintermonaten in Süddeutschland kurz- bis mittelfristig entgegenzuwirken.

Damit die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und die Stromnachfrage besser aufeinander abgestimmt werden, sind Flexibilitätsoptionen sowohl auf der Angebots- als auch auf der Nachfrageseite auszubauen (insbesondere bei Kraftwerken und erneuerbaren Energien, durch Lastmanagement, intelligente Zähler, lastvariable Tarife und Speicher).

7.1 Kraftwerksbestand

Die Stromversorgung in Deutschland ist historisch gewachsen und beruht auf einem breiten Mix von Energieträgern. Derzeit sichern die fossilen Energieträger, insbesondere die Kohle (Braun- und Steinkohle) zusammen mit der Kernenergie, den Großteil der Stromerzeugung in Deutschland. Im Jahr 2012 trugen konventionelle Kraftwerke mit rund 75 Prozent zur Stromerzeugung in Deutschland bei und erneuerbare Energien mit rund 25 Prozent. Der Umbau der Stromversorgung hin zu erneuerbaren Energien wird den traditionellen Energiemix weiter verändern.

Die installierte Erzeugungsleistung des deutschen Kraftwerksparks ist von 2008 bis 2012 insgesamt um rund 34 GW und damit jährlich um durchschnittlich rund fünf Prozent angestiegen. Der Anstieg der Gesamtleistung über diesen Zeitraum lässt sich fast ausschließlich auf den Ausbau der erneuerbaren Energieträger von 39,6 GW im Jahr 2008 auf ca. 75,6 GW im Jahr 2012 zurückführen (2011: 66,2 GW). Durch die Stilllegung von acht Kernkraftwerken im Jahr 2011 nahm die Erzeugungsleistung der Kernkraftwerke um 8,4 GW ab. Abbildung 7.1 stellt diese Entwicklungen dar und veranschaulicht den Zubau der erneuerbaren Energien und damit auch deren Bedeutungszuwachs im heutigen Energieversorgungssystem. Die installierte Leistung der konventionellen Kraftwerke ist im Jahr 2012 leicht gestiegen.

Aufgrund unterschiedlicher Erhebungsverfahren und Energieträger-Zuordnungen entspricht die angegebene installierte Leistung der erneuerbaren Energieträger nicht den Werten der AGEE-Stat. Nach AGEE-Stat betrug die installierte Leistung von Stromerzeugungsanlagen auf Basis von erneuerbaren Energieträgern im Jahr 2012 77,1 GW (Stand: Januar 2014).

7.1.1 Erneuerbare Energien

Die Entwicklung der installierten Kapazitäten zur Stromerzeugung auf Basis von erneuerbaren Energieträgern ist in Abbildung 7.1 dargestellt. Diese installierte Leistung unterscheidet sich von der erzeugten Strommenge, welche in Kapitel 6.3 dargestellt ist. Die installierte Leistung der nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vergütungsfähigen Anlagen ist im Jahr 2012 auf 71 GW angestiegen und stellte damit einen Anteil an der gesamten installierten Kraftwerksleistung von etwa 40 Prozent dar. Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung stieg auf 22,6 Prozent (siehe Kapitel 4.3.2). Weitere 4 GW (Kraftwerksliste Bundesnetzagentur) installierte Leistung aus erneuerbaren Energien stehen in Anlagen zur Verfügung, die nicht nach dem EEG vergütungsfähig sind (Laufwasser). Der Zubau der EEG-Anlagen entspricht seit 2003 einem durchschnittlichen jährlichen Zuwachs von rund 16 Prozent.

Abbildung 7.1: Netto-Nennleistung der an das deutsche Stromnetz angeschlossenen Kernkraftwerke, fossilen Kraftwerke (über 10 MW) und der Stromerzeugungsanlagen auf Basis von erneuerbaren Energieträgern in GW

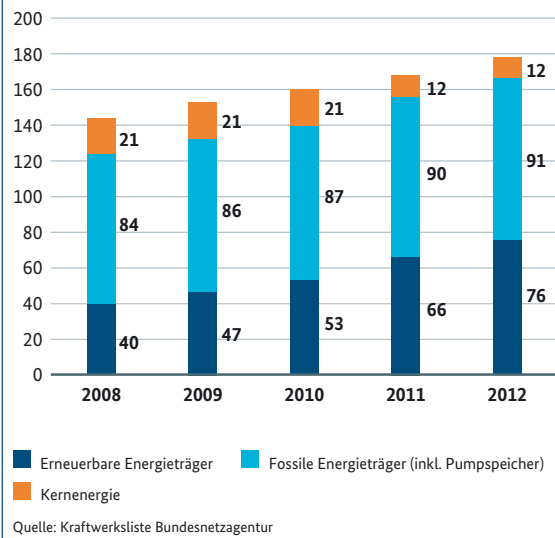
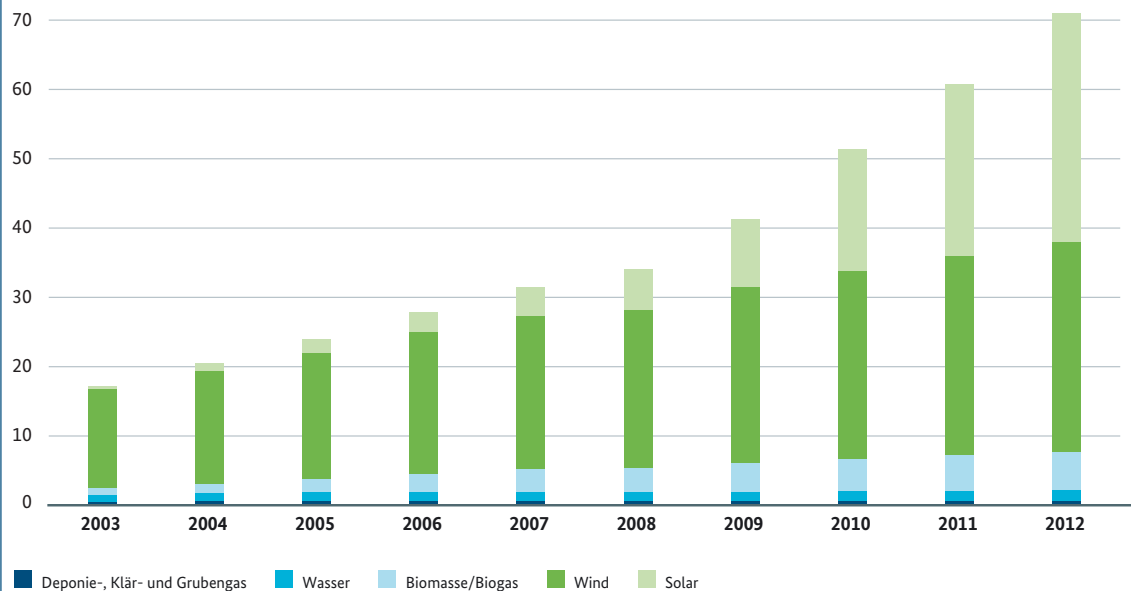


Abbildung 7.2: Netto-Nennleistung der Kraftwerke auf Basis von erneuerbaren Energieträgern, die nach dem EEG vergütungsfähig sind in GW



Bei der Leistung der Lauf- und Speicherwasserkraftwerke und der Kraftwerke auf Basis von Gruben-, Klär- und Depo-niegas hat es keinen nennenswerten Zubau gegeben. Während die installierte Leistung der Kraftwerke auf Basis von Biomasse moderat gestiegen ist, weist die Windkraft einen deutlichen Zuwachs auf. Das stärkste Wachstum zeigt die Photovoltaik. Sie ist mit 33,1 GW der Energieträger mit der höchsten installierten Leistung, gefolgt von der Windenergie mit 30,3 GW. Die beiden erneuerbaren Energieträger Sonne und Wind liegen damit bzgl. der installierten Leistung deutlich vor dem fossilen Energieträger Steinkohle, der mit 25,2 GW die dritthöchste installierte Leistung aufweist. Die Nutzung der Windenergie auf dem Meer wurde bis März 2013 um 0,3 GW ausgebaut (Kraftwerksliste Bundes-netzagentur). Für eine Beschleunigung des Ausbaus der Offshore-Windenergie sind in erheblichem Umfang gesetzge-berische, technische und logistische Vorarbeiten erfolgt.

7.1.2 Konventionelle Kraftwerke

Für die durchgängige Bedarfsdeckung wurden in den letzten Jahrzehnten verschiedene konventionelle Kraftwerksty-pen entwickelt, die traditionell nach ihren technischen und ökonomischen Eigenschaften in Grund-, Mittel-, und Spit-zenlastkraftwerke unterschieden werden (siehe Glossar).

Die Energiewende verändert diese historisch gewachsene Einteilung der Kraftwerke nachhaltig. Die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien ist durch äußerst niedrige variable Kosten gekennzeichnet. Am Strommarkt kommen sie vorrangig zum Zuge, um die Nachfrage zu decken. Spiegelbildlich wird der Strom aus konventionellen Kraftwer-ken mit hohen variablen Kosten immer häufiger nicht mehr benötigt, um die Gesamtnachfrage zu decken. Dies lässt sich besonders deutlich zur Mittagszeit beobachten, wenn die dann auftretende Verbrauchsspitze bei Sonnenschein zu großen Teilen durch Solarstrom gedeckt wird. Der weitere Ausbau der Solarerzeugungskapazitäten wird diesen Effekt weiter verstärken.

Jedoch werden konventionelle Kraftwerke auf absehbare Zeit zur Lastabdeckung benötigt. Denn die Stromnachfrage kann in den nächsten Jahren, z. B. auf Grund der Witterungsverhältnisse, nicht immer von den erneuerbaren Energien gedeckt werden. In Zukunft muss sichergestellt werden, dass die Versorgungssicherheit – trotz der mit den genannten Veränderungen einhergehenden wirtschaftlichen Konsequenzen für die konventionellen Kraftwerke – gewährleistet bleibt.

Der Umbau der Energieversorgung hin zu erneuerbaren Energien und Energieeffizienz erfordert eine Flexibilisierung des Gesamtsystems. Notwendig ist ein neues, flexibleres Zusammenspiel aus erneuerbaren Energien, konventionellen Kraftwerken, der Nachfrage, intelligenten Netzen sowie mittel- und langfristig auch Speichern.

Vor diesem Hintergrund wird die Erzeugungsstruktur der konventionellen Kraftwerke bereits zunehmend dadurch ver-ändert, dass immer mehr Kraftwerksbetreiber mit technischen und organisatorischen Maßnahmen die Flexibilität ihrer Kraftwerke erhöhen und ihren Kraftwerkeinsatz entsprechend dem Marktsignal optimieren. Neben anderen Optionen sind auch im Kraftwerksbereich weitere Flexibilitätsoptionen auszubauen.

7.1.3 Kraft-Wärme-Kopplung

Die Bundesregierung bekräftigt das Ziel, dass der KWK-Anteil auf 25 Prozent bis 2020 ausgebaut wird. Sie wird dementsprechend die rechtlichen und finanziellen Bedingungen für die umweltfreundliche Kraft-Wärme-Kopplung ausgestalten.

Eine wichtige Rolle kommt der Stromerzeugung mittels Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) zu. Bei dieser Technologie erfolgen die Stromerzeugung und die Wärmebereitstellung in einer gemeinsamen technischen Einheit, zum Beispiel in-nerhalb eines Kohlekraftwerks, eines Gasmotors oder einer Brennstoffzelle. Im Vergleich zur getrennten Erzeugung von Strom und Wärme kann der Gesamtwirkungsgrad einer Stromerzeugungsanlage durch Kraft-Wärme-Kopplung höher ausfallen. Eine Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage (z. B. ein Blockheizkraftwerk) ist für die Bereitstellung von Wärme für Gebäude und für Industrieprozesse eine effiziente Erzeugungsform. Ökologisch vorteilhaft ist die Kraft-Wärme-Kopplung vor allem dann, wenn dabei Wärmeerzeugung aus Kohle oder Öl verdrängt wird. Die klimaschädli-chen CO₂-Emissionen können so vermindert werden. Darüber hinaus können KWK-Anlagen einen Ausgleich zur schwankenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien leisten, wenn deren Betrieb sich anders als derzeit stärker am Strommarkt orientiert. Von großen Kohlekraftwerken, die ganze Stadtteile mit Wärme versorgen, über kommunale Müllheizkraftwerke, industrielle Prozessdampferzeuger und quartierbezogene Blockheizkraftwerke bis hin zu den klei-nen Gasmotoren, die seit wenigen Jahren für die gekoppelte Strom- und Wärmeproduktion in Privathaushalten instal-liert werden, gibt es KWK-Kraftwerke in sämtlichen Größenklassen.

Im Jahr 2012 verfügten knapp die Hälfte der konventionellen Kraftwerksleistung und viele thermische Biomassekraft-werke über eine Auskopplung und Nutzung der Abwärme (Kraftwerksliste Bundesnetzagentur). Die Kraft-Wärme-Kopplung ist bei Stadtwerken weit verbreitet.

Tabelle 7.1: Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung an der Nettostromerzeugung

Jahr	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
KWK-Nettostromerzeugung in TWh	76,5	78,4	79,5	85,4	85,5	90,4	91,4	99,2	97,6	102,0
KWK-Nettowärmeerzeugung in TWh	181,1	185,4	188,0	191,3	188,7	194,7	196,8	212,1	203,3	212,5
KWK-Nettostrom- und Nettowärmeerzeugung in TWh	257,6	263,8	267,5	276,8	274,2	285,1	288,3	311,2	300,9	314,5
Brennstoffeinsatz zur KWK-Nettostromerzeugung in PJ	548,3	563,6	561,1	593,5	590,7	630,9	640,1	689,6	679,8	699,8
Brennstoffeinsatz zur KWK-Nettowärmeerzeugung in PJ	632,1	682,2	686,3	692,0	679,6	712,5	722,0	774,1	742,1	762,8
Brennstoffeinsatz zur KWK-Nettostrom- und Nettowärmeerzeugung in PJ	1180,4	1245,8	1247,4	1285,5	1270,4	1343,5	1362,2	1463,8	1421,8	1462,7
Anteil der KWK-Nettostromerzeugung an der gesamten Nettostromerzeugung	13,5 %	13,6 %	13,7 %	14,3 %	14,3 %	15,1 %	16,4 %	16,8 %	17,0 %	17,3 %

Quelle: AGEB

Wie Tabelle 7.1 zu entnehmen ist, ist die KWK-Nettostromerzeugung in den vergangenen zehn Jahren von 76,5 TWh (13,5 Prozent an der Nettostromerzeugung) im Jahr 2003 auf 102,0 TWh (17,3 Prozent an der Nettostromerzeugung) im Jahr 2012 angestiegen. Dieser Zuwachs war bis 2011 hauptsächlich durch die vom EEG angestoßene Biogasnutzung bestimmt, wohingegen im Jahr 2012 der steigende KWK-Anteil an der Nettostromerzeugung durch kohlebasierte KWK-Anlagen dominiert wurde.

Im Jahr 2014 wird auf Grundlage der EU-Energieeffizienzrichtlinie eine umfassende Analyse des Potenzials für KWK in Deutschland sowie eine Evaluierung des KWKG durchgeführt.

7.1.4 Regionale Verteilung der Kraftwerksleistung nach Bundesländern

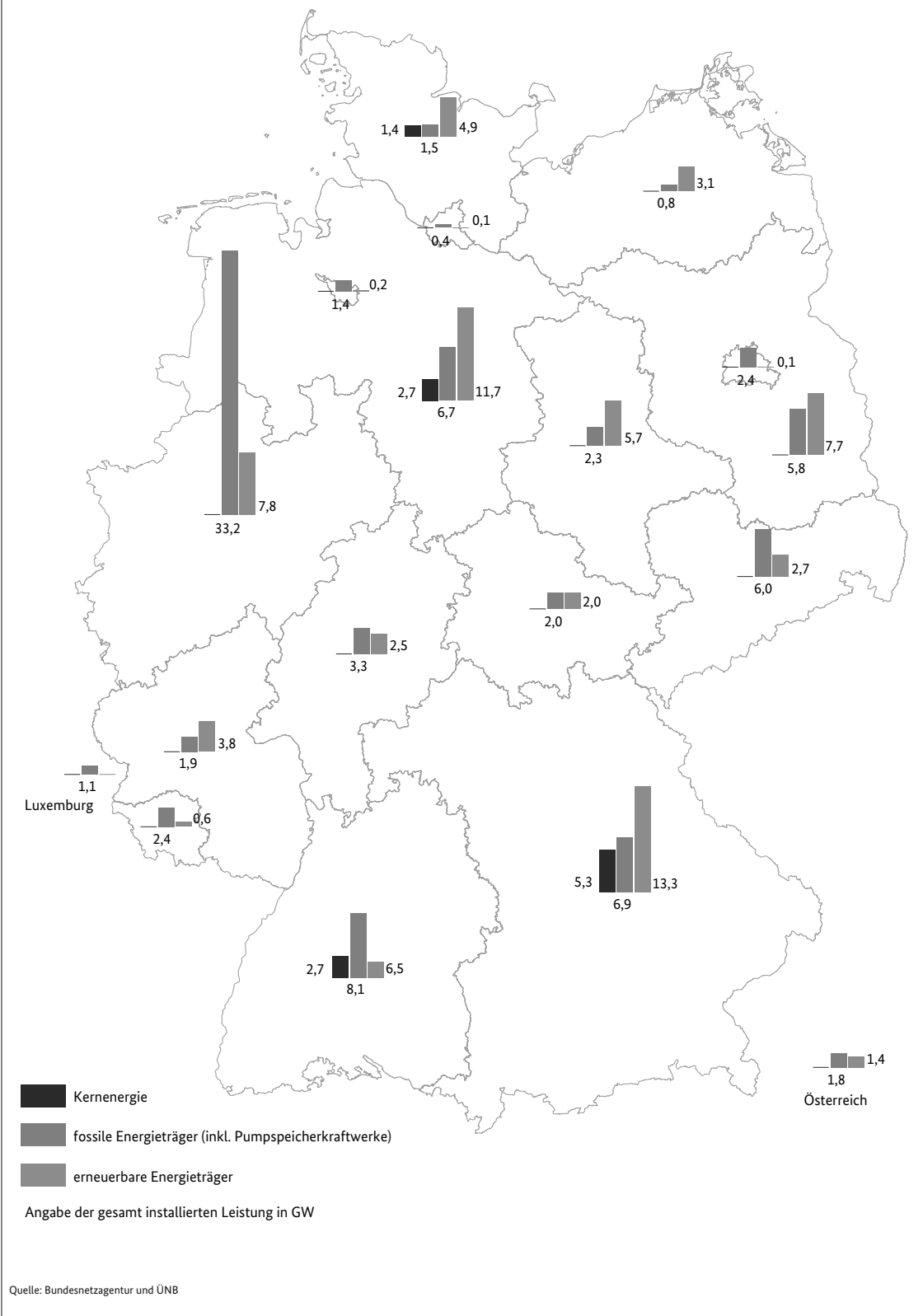
In Abbildung 7.3 ist zu erkennen, dass die Stromerzeugungskapazität sehr heterogen über Deutschland verteilt ist. Während in einigen Bundesländern nach wie vor überwiegend konventionelle Kraftwerke ins Netz einspeisen, dominieren in mehr als der Hälfte der Bundesländer die erneuerbaren Energien. Kernkraftwerke sind in vier Bundesländern an der Stromproduktion beteiligt. In Abbildung 7.3 sind auch Kraftwerke in Luxemburg und Österreich dargestellt, die direkt mit dem deutschen Netz verbunden sind, in dieses einspeisen, 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: Ende 2012 waren in Bayern Kraftwerke auf Basis von erneuerbaren Energien mit einer Gesamtleistung von 13,3 GW (davon über 9,3 GW Photovoltaik) und in Niedersachsen 11,7 GW (davon über 7,4 GW Windenergie) installiert.

Rund ein Drittel der konventionellen Kraftwerke befand sich 2012 in Nordrhein-Westfalen (33,2 GW). Es folgen mit deutlichem Abstand Bayern (12,2 GW), Baden-Württemberg (10,8 GW) und Niedersachsen (9,4 GW).

7.1.5 Die Lage in Süddeutschland

Im Süden Deutschlands (südlich der Main-Linie) befinden sich große industrielle Verbrauchszentren, die mit Strom versorgt werden müssen. Momentan leistet die Kernenergie in Süddeutschland noch einen wesentlichen Beitrag zur Stabilität der Stromversorgung. Durch die Beendigung des Leistungsbetriebs mehrerer Kernkraftwerke im Jahr 2011 und den bislang unzureichenden Ausbau der Netze ist die Versorgungslage in dieser Region angespannt. 2011 wurden in Süddeutschland bereits Kapazitäten von rund 5 GW abgeschaltet. Von den neun weiteren bis Ende 2022 abzuschaltenden Kernkraftwerksblöcken befinden sich sechs (Grafenrheinfeld, Gundremmingen B und C, Philippsburg 2, Neckarwestheim 2 und Isar 2) ebenfalls in den südlichen Bundesländern, so dass dort weitere 6,7 GW vom Netz genommen werden.

Abbildung 7.3: Verteilung der Kraftwerkskapazitäten auf die Länder



Um die Versorgungssicherheit auch in Süddeutschland dauerhaft aufrecht erhalten zu können, sind zwei Handlungsoptionen wichtig:

- **Netzausbau:** Durch den Ausbau der Höchstspannungsnetze kann Leistung vom Norden und Westen Deutschlands in den Süden übertragen werden. Die Fertigstellung wichtiger Leitungen auf Basis des Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG) wird zur Entspannung der Situation in Süddeutschland beitragen. Der darüber hinausgehende Bedarf an Netzausbau wird auf Basis der von der Bundesregierung bereits im Jahr 2011 initiierten gesetzlichen Regelungen ermittelt und realisiert (siehe Kapitel 8.7).
- **Kraftwerkserhalt und -neubau:** Zum Umgang mit regionalen Netzengpassituationen in den südlichen Ländern können flexible konventionelle Kraftwerke erhalten oder errichtet werden. Damit können den Netzbetreibern Handlungsmöglichkeiten zur Entlastung der Stromnetze zur Verfügung gestellt werden. Insbesondere könnten neue Gaskraftwerke eine Option sein, weil sie vergleichsweise schnell errichtet werden können und weil der Brennstofftransport kostengünstig nach Süden durch das dort bereits vorhandene, ggf. dafür zu ertüchtigende Pipelinesystem erfolgen kann.

Der Netzausbau nimmt jedoch hinsichtlich Planung und Genehmigung viel Zeit in Anspruch. Daher wurden das Wintergesetz und die Reservekraftwerksverordnung erlassen, um die Netzstabilität in Süddeutschland vorübergehend abzusichern (siehe dazu Kapitel 7.5). Mit dem Wintergesetz wurde die Stilllegung von fossilen Kraftwerken unter den Vorbehalt gestellt, dass sie nicht „systemrelevant“, d. h. für die Systemstabilität nicht unverzichtbar, sind. Systemrelevante Kraftwerke dürfen demnach nicht stillgelegt werden, sondern müssen gegen die Erstattung ihrer Kosten weiter betriebsbereit gehalten werden. Bislang haben die Übertragungsnetzbetreiber insgesamt fünf Kraftwerksblöcke als systemrelevant ausgewiesen. Die Bundesnetzagentur hat mit Bescheid vom 19. Dezember 2013 diese fünf Systemrelevanz-Ausweisungen genehmigt. Es handelt sich dabei um drei Kraftwerksblöcke in Marbach und zwei Kraftwerksblöcke in Walheim. Diese fünf Kraftwerksblöcke liegen in Süddeutschland und haben zusammengenommen eine Netto-Nennleistung von rund 668 MW. Mit der Reservekraftwerksverordnung wurde eine rechtliche Grundlage dafür geschaffen, dass die Übertragungsnetzbetreiber den vorübergehenden Reservebedarf zur Netzstabilisierung ermitteln und entsprechend ausschreiben (siehe im einzelnen Kapitel 7.5).

Insbesondere im Winter ist wegen niedriger Temperaturen die Stromnachfrage typischerweise besonders hoch. Für den Winter 2012/2013 wurden von den Übertragungsnetzbetreibern gemeinsam mit der Bundesnetzagentur – wie bereits für den vorangegangenen Winter 2011/2012 – umfangreiche Maßnahmen zur Gewährleistung der Systemsicherheit vorgenommen. Nach eingehenden Analysen wurde ein Reservekraftwerksbedarf von rund 2,5 GW ermittelt (Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2012/13, Bundesnetzagentur, S. 9). Das entspricht einer Steigerung von etwa 1 GW im Vergleich zum vorangegangenen Winter (1,6 GW). Dies ist jedoch darauf zurückzuführen, dass die beiden Kraftwerke Staudinger 4 und Irsching 3 aus dem Markt genommen wurden und nicht mehr für Redispatch-Maßnahmen, also für kurzfristige Eingriffe in die Erzeugungsleistung von Kraftwerken, um die Netzstabilität zu sichern, zur Verfügung standen. Diese Kraftwerke wurden zum Zeitpunkt ihres Marktaustritts in die Reserve übernommen.

Diese Maßnahmen haben sich bewährt: In den kalten Februarwochen 2012 sind die ausgeschriebenen Reservekraftwerke zum Einsatz gekommen. Zu diesem Zeitpunkt war die Versorgungslage allerdings zusätzlich dadurch angespannt, dass wegen unerwarteter Ausfälle von Gaslieferungen als Folge eine verringerte Stromerzeugung von Gaskraftwerken aufgrund unterbrechbarer Netznutzungsverträge zu Engpässen führte.

Der Winter 2012/2013 verlief im Strombereich insgesamt weniger angespannt als der Winter 2011/2012. Dennoch kam es an einigen Tagen zu Belastungssituationen, die erneut teilweise umfangreiche und in Einzelfällen sogar erhebliche Eingriffe der Übertragungsnetzbetreiber erforderlich machten. Im Zeitraum zwischen dem 1. Oktober 2012 und dem 31. März 2013 wurden strombedingte Redispatch-Maßnahmen mit einer Gesamtdauer von 3.700 Stunden gemeldet (Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2012/13, Bundesnetzagentur).

7.2 Sicherheit der Stromversorgung und Kraftwerksplanung

Auch in Zukunft muss die Versorgungssicherheit gewährleistet sein, also jederzeit der nachgefragten Last eine entsprechend gesicherte Erzeugungseinheit in Deutschland gegenüber stehen.

Für die Versorgungssicherheit ist es erforderlich, dass Strom jederzeit an jeder Stelle im erforderlichen Maß verfügbar ist. Während andere (stoffliche) Produkte mehr oder weniger gut speicherbar und zum Teil in unterschiedlichem Ausmaß durch andere Produkte ersetzbar sind, gelten beim Transport von Strom komplexe technische Rahmenbedingungen.

Daraus ergibt sich, dass es zwei sehr unterschiedliche Aspekte bezüglich der Versorgungssicherheit gibt. Einerseits müssen jederzeit hinreichend Erzeugungseinheiten (gesicherte Kraftwerksleistung) bereitstehen und Strom produzie-

ren können, um den momentanen Strombedarf zu decken (Leistungsbilanz). Andererseits muss Strom zu allen Verbrauchern transportiert werden und die Netzstabilität gewährleistet sein.

7.2.1 Gesicherte Kraftwerksleistung

Für die insgesamt ausreichende Vorhaltung von Erzeugungsleistung sind bei den derzeit verfügbaren Technologien vor allem die konventionellen Kraftwerke verantwortlich, da sie witterungsunabhängig zur Verfügung stehen. Dies gilt sowohl hinsichtlich der Deckung der prognostizierten Stromnachfrage als auch hinsichtlich der Bereitstellung von Regelleistung zum sekunden- und minutengenauen Ausgleich von unvorhergesehenen Abweichungen.

Der Kraftwerkspark muss so dimensioniert sein, dass ausreichend gesicherte Leistung vorgehalten wird, mit der die Jahreshöchstlast sicher gedeckt werden kann. Diese tritt typischerweise in den Abendstunden kalter Wintertage auf. Als gesicherte Leistung wird der Anteil der installierten Kraftwerkskapazität bezeichnet, der mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit zu jeder Zeit zur Verfügung steht. Je nach Energieträger tragen die Kraftwerke in unterschiedlichem Maß zur gesicherten Leistung bei.

Hohe Beiträge liefern vor allem die konventionellen Energieträger, obwohl auch bei diesen wegen der notwendigen Abzüge für ungeplante Kraftwerksausfälle und für Wartungsarbeiten nicht die gesamte installierte Leistung als gesichert angesehen werden kann. Die Erneuerbare-Energien-Anlagen können teilweise zur gesicherten Leistung beitragen, allerdings nur mit einem vergleichsweise geringen Anteil ihrer installierten Leistung, da sie witterungsabhängig sind (außer Biomasse).

Die installierte Leistung der Photovoltaik kann nicht zur gesicherten Leistung gezählt werden, da zu dem Zeitpunkt der Jahreshöchstlast (typischerweise im Winter gegen 19 Uhr) die Sonne bereits untergegangen ist. Wasserkraftwerke sind wegen der jahreszeitlich unterschiedlichen Pegelstände in Flüssen und Stauseen witterungsabhängig. Windkraftanlagen können bei Windflaute keinen Strom produzieren und liefern daher nur vergleichsweise geringe Beiträge zur gesicherten Leistung. Biomasseanlagen weisen im Vergleich zu Photovoltaik- und Windkraft-Anlagen einen relativ hohen Anteil gesicherter Leistung auf, jedoch nicht in gleichem Maße wie konventionelle Kraftwerke. Pumpspeicherkraftwerke werden mit einem Großteil ihrer Kapazität der gesicherten Leistung zugerechnet, da sie für eine Dauer von vier bis acht Stunden ihre volle Ausspeicherleistung erbringen können und Verbrauchsspitzen bislang deutlich kürzer andauern.

Durch einen diversifizierten Ausbau der erneuerbaren Energien auch in anderen Nachbarstaaten können beispielsweise Windflauten und Windspitzen europaweit besser ausgeglichen werden, wodurch der Anteil der gesicherten Leistung etwas erhöht werden kann. Dazu sind aber auch der europaweite Netzausbau und das weitere Zusammenwachsen der Märkte wichtig. Jedoch stellen auf absehbare Zeit die konventionellen Kraftwerke den Großteil der gesicherten Leistung dar.

Die Beurteilung der gesicherten Kraftwerksleistung ist sehr komplex. Als zusätzliche Schwierigkeit kommt hinzu, dass auch die Jahreshöchstlast nur sehr schwer zu bestimmen ist, da sie nur indirekt ermittelt werden kann.

Über die Leistung der Kraftwerke, die in das deutsche Stromnetz einspeisen und eine Nennleistung von mindestens 10 MW aufweisen, gibt die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur Auskunft. Sie wies im Jahr 2012 allein für konventionelle Kraftwerke einschließlich der Pumpspeicherkraftwerke eine installierte Gesamtleistung von 102,6 GW auf, wobei in dieser Zahl Kraftwerke der Kaltreserve, Reservekraftwerke und andere nur eingeschränkt zur Verfügung stehende Anlagen eingerechnet wurden. Damit lag die installierte Leistung der konventionellen Kraftwerke deutlich über der Jahreshöchstlast des Jahres 2012. Sie trat am 7. Februar 2012 um 19:15 Uhr auf und betrug 81,8 GW (Bericht der ÜNB zur Leistungsbilanz 2013), so dass die Versorgungssicherheit selbst dann noch gewährleistet war, wenn einige konventionelle Anlagen wegen unvorhergesehener Ereignisse oder Störungen vom Netz genommen werden mussten. Zusätzliche Sicherheit ergibt sich aus dem gesicherten Anteil der Leistung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und aus der grenzüberschreitenden Verbindung der Strommärkte und -netze. Jedoch betrug zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast im Jahr 2012 die Einspeiseleistung von Wind 6,3 GW, so dass Windkraftanlagen etwa 7,7 Prozent der Jahreshöchstlast abgedeckt haben (www.transparency.eex.com). Photovoltaik-Anlagen haben zu diesem Zeitpunkt keinen Strom eingespeist, da die Sonne bereits untergegangen war.

Die Zahlen zu den konventionellen Kraftwerken zeigen, dass der konventionelle Kraftwerkspark aktuell im Hinblick auf den deutschen Gesamtmarkt ausreichend Kapazitäten aufweist. Die aktuell sehr niedrigen Großhandelspreise für Strom sind ebenfalls ein Indiz dafür (hinsichtlich der davon abweichenden Situation in Süddeutschland, siehe Kapitel 7.1.5).

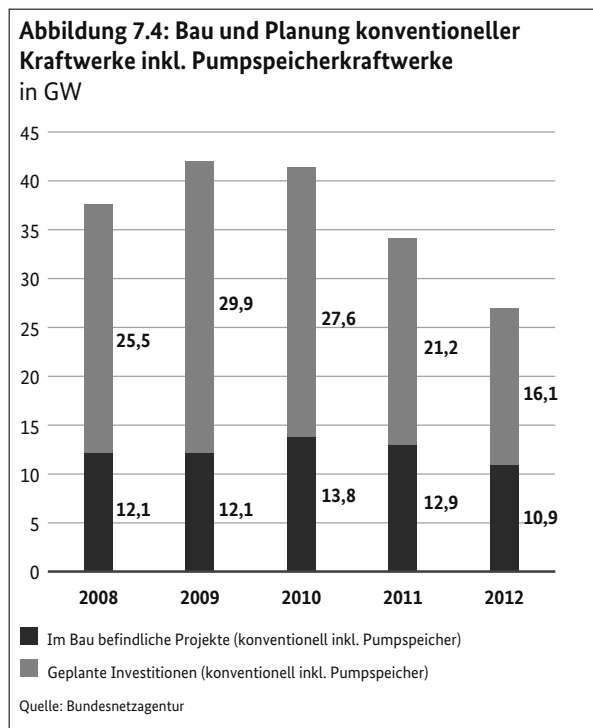
Die Frage der Versorgungssicherheit schließt die Frage der Netzstabilität ein. Letztere muss gewährleistet sein, damit die Netze durchgängig und störungsfrei betrieben werden können. Damit sind weitere Maßnahmen und technische Leistungen (z. B. Systemdienstleistungen und Regelleistung) über die Bereitstellung gesicherter Leistung hinaus verbunden (siehe auch Kapitel 8).

7.2.2 Kraftwerksplanung

Wie in Abbildung 7.4 zu erkennen ist, befinden sich 10,9 GW konventionelle Kraftwerksleistung im Bau, was rund einem Siebtel 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 – rund 80 Prozent – auf die Steinkohle, gefolgt von Pumpspeicher- und Erdgaskraftwerken. Neue Steinkohlekraftwerke sind in ihren Einsatzmöglichkeiten flexibler und zugleich dank ihrer Abgasfilter umweltfreundlicher als die Kraftwerke, die sie ersetzen sollen.

Derzeit verfügen wir deutschlandweit über ausreichend Kraftwerke. Diese Situation könnte sich bis zum Ende des Jahrzehnts ändern.

Allerdings sind die geplanten Kraftwerksinvestitionen im Jahr 2012 gegenüber dem Vorjahr zurückgegangen (siehe Abbildung 7.4). Einer der Gründe dafür, dass die Stromerzeuger mit der Neuprojektierung von konventionellen Kraftwerken zurückhaltend sind, ist die bestehende Renditeerwartung. Ob diese Veränderungen des Strommarkts auf mittlere bis lange Sicht zu einem Kraftwerksmangel führen können oder sich die Akteure und Dienstleistungen im Strommarkt den neuen Bedingungen anpassen, ist derzeit Gegenstand einer breiten wissenschaftlichen Diskussion, die u.a. auch vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie geleiteten Kraftwerksforum geführt wird. Um die für eine zuverlässige Energieversorgung auf absehbare Zeit notwendigen konventionellen Kraftwerkskapazitäten langfristig zu sichern, wird die Bundesregierung mittelfristig einen wettbewerblichen, technologieoffenen, kosteneffizienten und europarechtskonformen Kapazitätsmechanismus entwickeln.



7.3 Möglichkeiten zur Anpassung von Stromangebot und -nachfrage

Um das hohe Maß an Sicherheit und Zuverlässigkeit der Stromversorgung in Deutschland auch in den nächsten Jahren und Jahrzehnten sicherzustellen und um die Integration zunehmender Wind- und PV-Einspeisungen zu ermöglichen, kommt es auf eine zunehmende Flexibilisierung des Gesamtsystems an. Flexiblere Kraftwerke müssen dabei durch Lastmanagement, den zunehmenden Stromaustausch im Binnenmarkt und neue technische Lösungen begleitet werden. Darüber hinaus werden mittel- bis langfristig Stromspeicher eine zunehmend wichtige Rolle im Energiesystem einnehmen.

Teilweise werden diese Möglichkeiten derzeit noch nicht ausreichend eingesetzt, zum Teil stehen sie noch nicht kostengünstig zur Verfügung. Zur besseren Abstimmung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und der Stromnachfrage sind diese Flexibilitätsoptionen sowohl auf der Angebots- als auch auf der Nachfrageseite weiter auszubauen.

7.3.1 Erzeugungsmanagement

Das derzeit wichtigste Instrument der Anpassung von Stromangebot und Stromnachfrage ist die Flexibilisierung des Betriebs der bestehenden konventionellen und der biogen befeuerten Kraftwerke. Diese sollten so betrieben werden, dass sie die sogenannte Residuallast decken, also die jeweilige Nachfrage, die nach der Einspeisung der erneuerbaren Energien noch zu befriedigen ist. Dazu ist es auch wichtig, dass sich die Stromerzeugung durch Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen am jeweiligen Strombedarf und nicht nur am jeweiligen Wärmebedarf ausrichtet. Um das zu ermöglichen, kann in Zeiten von viel Wind- und PV-Strom der Wärmebedarf aus Wärmespeichern und Wärmepumpen bzw. mit Elektroheizern gedeckt werden, soweit dies wirtschaftlicher ist. Regelleistung und andere Systemdienstleistungen sollten stärker unabhängig von konventionellen Kraftwerken bereitgestellt werden, beispielsweise durch Speicher oder durch erneuerbare Energien selbst.

7.3.2 Stromaustausch mit den Nachbarstaaten

Insbesondere trägt der zunehmende handelsseitige Stromaustausch mit den Nachbarstaaten zum Erzeugungsmanagement bei. Wenn die Marktlage es zulässt, kann überschüssiger Strom im Ausland veräußert oder fehlender Strom im Ausland erworben werden. Derzeit hat die Kopplung mit dem Ausland ungefähr die gleiche Größenordnung wie die in Deutschland installierten Pumpspeicherkraftwerke (9 GW) (Monitoring-Bericht Bundesnetzagentur, S. 86). Der Ausbau der Grenzkuppelstellen wird dieses Potenzial künftig weiter vergrößern. Insgesamt ist im Rahmen der Realisierung von Vorhaben von gemeinsamem europäischem Interesse eine Erhöhung der physischen, grenzüberschreitenden Grenzkuppelkapazität in einer Größenordnung von 16 GW geplant (Szenariorahmen 2013 S. 85, NEP Strom 2013). Das zunehmende Zusammenwachsen der europäischen Strommärkte hilft auch, die Integration fluktuierender Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu verbessern.

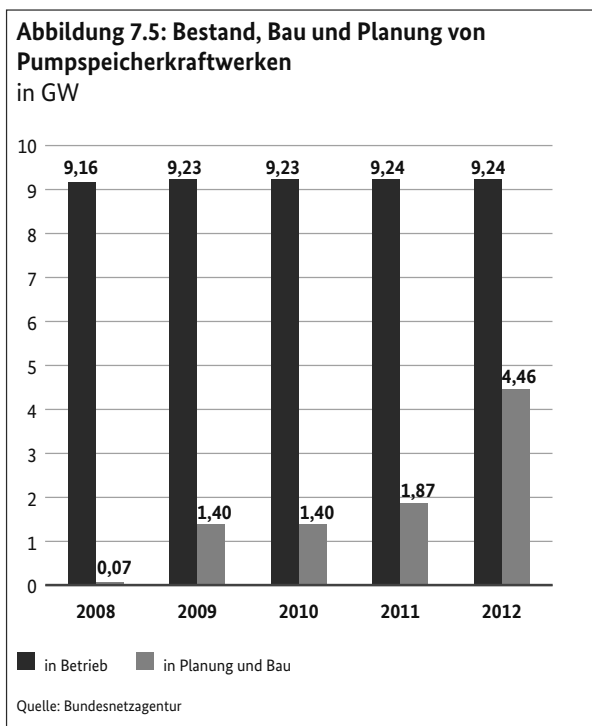
7.3.3 Lastmanagement

Eine gezielte Steuerung der Stromnachfrage (engl. Demand Side Management) ist eine weitere Option zur Steigerung der Flexibilität des Stromversorgungssystems und kann die Stabilität der Netze unterstützen. Denn eine flexible Erhöhung oder Reduktion der Nachfrage nach Strom kann ein Gleichgewicht zwischen Stromerzeugung und -verbrauch herstellen. Durch den Einsatz von intelligenten Messsystemen (siehe Kapitel 8.4) mit variablen Tarifen können Anreize zur Verlagerung des Verbrauchs gesetzt werden. Die Letztverbraucher würden so in Marktprozesse eingebunden und könnten auf aktuelle Strompreise reagieren. Hierbei muss allerdings auf Verbrauchsgewohnheiten und -erfordernisse der Letztverbraucher besondere Rücksicht genommen werden. Technische Potenziale bestehen im industriellen und gewerblichen Sektor.

7.3.4 Pumpspeicherkraftwerke

Pumpspeicherkraftwerke können bereits heute einen Beitrag leisten, die Stromerzeugung und -nachfrage zeitlich besser in Einklang zu bringen. Pumpspeicher sind bislang die einzige etablierte und bewährte Speicherform von relevanter Größe. Daneben können Pumpspeicher auch das Stromnetz stabilisieren und andere Systemdienstleistungen anbieten, die der Versorgungssicherheit nützen. Diese Funktionen werden künftig immer wichtiger. In Abbildung 7.5 ist zu erkennen, dass im Jahr 2012 wie in den Jahren zuvor Pumpspeicherkraftwerke mit einer Leistung von über 9 GW an das deutsche Netz angeschlossen sind. Ein Teil dieser Pumpspeicherkraftwerke befindet sich in Luxemburg und Österreich. 2012 war eine neue Anlage mit einer Leistung von knapp 200 MW im Bau. Der Bau von neuen Pumpspeicherkraftwerken dauert sehr lange, da es sich um sehr komplexe Bauprojekte handelt. Der Zubau von Pumpspeicherkapazitäten war zwischen 2008 und 2012 mit 0,08 GW sehr gering. Ein großes Projekt in Atdorf im Schwarzwald mit 1,4 GW Leistung ist seit 2009 in Planung. Daneben sind Ende 2012 Projekte mit weiteren 2,9 GW Pumpspeicherkapazitäten in Planung.

Südlich der Main-Linie sind gegenwärtig nur rund 2,4 GW Pumpspeicherleistung in Deutschland installiert (Kraftwerksliste Bundesnetzagentur). Die in Abbildung 7.5 mit dargestellten ans deutsche Netz angeschlossen österreichischen Pumpspeicherkraftwerke mit einer Leistung von 1,8 GW (Kraftwerksliste Bundesnetzagentur) sowie die luxemburgischen Kraftwerke mit 1,1 GW (Kraftwerksliste Bundesnetzagentur) sind daher für den süddeutschen Raum von großer Bedeutung. Außerdem stehen in der Schweiz und in Österreich nennenswerte Pumpspeicherkapazitäten zur Verfügung, die nicht direkt ans deutsche Netz angeschlossen sind, deren Ausspeisungen aber über Interkonnektoren nach Deutschland fließen. Die geplante Verbindung des deutschen Stromnetzes mit dem norwegischen Strommarkt kann für den Norden Deutschlands die Wirkung eines Pumpspeicherkraftwerks von 1 GW Speicherkapazität entfalten (Kraftwerksliste Bundesnetzagentur). Das Ausgleichspotenzial in Norwegen ist im Gegensatz zu deutschen Pumpspeichern nicht zeitlich begrenzt.



Aufgrund der Bedeutung der Stromspeicherung wurden Anreize wie die Befreiung von Netzentgelten für neue Pumpspeicherkraftwerke gesetzt. Zudem arbeitet die Bundesregierung auf Partnerschaften mit Österreich, der Schweiz und Norwegen hin, um die Schaffung und grenzüberschreitende Nutzung von weiteren Speichermöglichkeiten zu erleichtern.

7.3.5 Sonstige Möglichkeiten der Stromspeicherung

Um die Versorgung auch dann sicherzustellen, wenn der Wind nicht weht und die Sonne nicht scheint, wird neben anderen Flexibilitätsoptionen wie Lastmanagement und der Erzeugung von Wärme aus elektrischer Energie (power-to-heat) langfristig auch ein Mix verschiedener Speichertechnologien erforderlich sein. Dafür ist es wichtig, die Rahmenbedingungen für alle Speicher technologieneutral auszugestalten. Pumpspeicherkraftwerke sollen auch in Zukunft ihren Beitrag zur Netzstabilität wirtschaftlich leisten können. Aufgrund der zukünftigen Systemfunktionen sollen die Letztverbraucher-Pflichten der Speicher überprüft werden. Im Übrigen liegt der Schwerpunkt bei neuen Speichertechnologien zunächst auf der Forschung und Entwicklung, da sie gegenwärtig noch nicht wirtschaftlich sind.

7.4 Strommarkt

Wir wollen den Wettbewerb und eine marktwirtschaftliche Orientierung auf den Energiemärkten stärken. Damit sichern wir nachhaltige wirtschaftliche Prosperität, zukunftsfeste Arbeitsplätze, Innovation und die Modernisierung unseres Landes.

Die Marktöffnung im Bereich der leitungsgebundenen Energieversorgung im Jahr 1998 hatte das Ziel, Wettbewerb auf den Märkten zu ermöglichen, die den Netzen vor- und nachgelagert sind, also im Bereich der Erzeugung, des Großhandels und der Endkundenbelieferung. Vor diesem Hintergrund haben sich in den zurückliegenden 15 Jahren die Marktstrukturen in Deutschland und Europa grundlegend verändert. Sowohl bei der Belieferung von Letztverbrauchern als auch auf der Stromgroßhandelsebene beherrschen heute wettbewerbliche Strukturen den Markt.

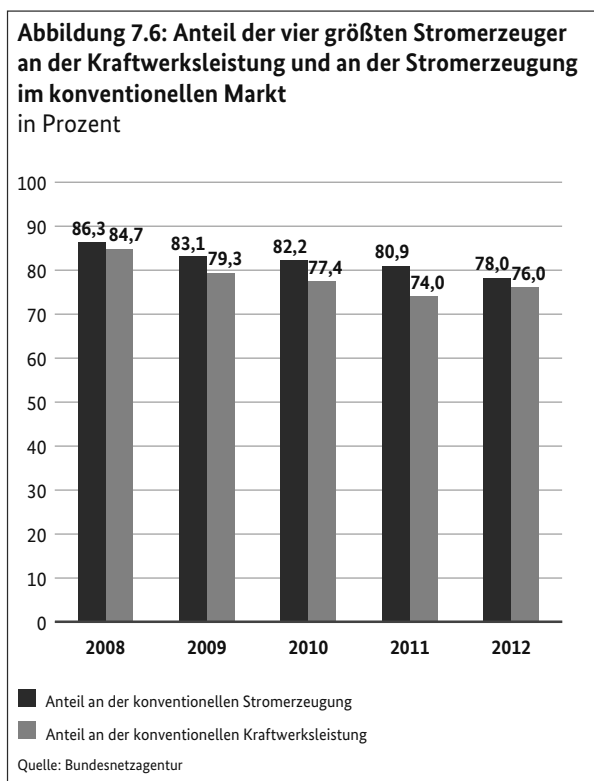
7.4.1 Entwicklung der Marktanteile an Erzeugungskapazitäten

Der Stromerzeugungsmarkt war in Deutschland in der Vergangenheit durch die vier großen Energiekonzerne RWE, E.ON, EnBW und Vattenfall geprägt, die bzw. deren Vorgängerunternehmen bis zur Öffnung für Durchleitungswettbewerb im Jahr 1998 den Strommarkt beherrschten.

Die Wettbewerbssituation hat sich seitdem fortlaufend verändert, insbesondere auch durch die Kapazitätsstilllegungen aufgrund des im Sommer 2011 beschlossenen Ausstiegs aus der Kernenergie und des weiteren Ausbaus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Durch diese Entwicklung, mit der Intensivierung des Wettbewerbs auf dem Strommarkt und durch die Schaffung eines gemeinsamen europäischen Energie-Binnenmarktes kam es auch bei der Anbieterstruktur im Bereich der Kraftwerkskapazitäten zu Verschiebungen. Die Marktanteile der vier großen Stromversorger haben sich weiter vermindert und die ökonomischen Chancen für kleine Marktakteure verbessert. Die Veränderung der Marktstruktur hat mehrere Ursachen, u.a.:

- Die Stilllegung von Atomkraftwerken betraf besonders die vier führenden Energiekonzerne.
- Der Ausbau der erneuerbaren Energien wird von verschiedenen Marktakteuren, von denen ein erheblicher Teil nicht der etablierten Stromwirtschaft entstammt, vorangetrieben.
- KWK-Anlagen, die in den letzten Jahren deutlich ausgebaut wurden, werden vielfach von industriellen oder kommunalen Unternehmen errichtet. Denn diese Anlagen sind nur in der Nähe einer Wärmesenke wirtschaftlich attraktiv.
- E.ON hat im Zusammenhang mit einem Kartellverfahren der EU-Kommission ca. 5.000 MW Erzeugungskapazitäten abgegeben.

In Abbildung 7.6 wird die Entwicklung des Anteils der vier größten Stromerzeuger an der installierten Kraftwerksleistung und an der Stromerzeugung dargestellt. Der sich seit 2008 abzeichnende Trend setzt sich im Berichtsjahr 2012 fort:



Die Anteile der vier großen Stromerzeuger in Deutschland an der konventionellen Kraftwerkskapazität reduzierten sich von knapp 85 Prozent im Jahr 2008 auf 76 Prozent im Jahr 2012. Unter Einschluss der erneuerbaren Energien liegen die Anteile der vier großen Unternehmen an den Gesamtkapazitäten 2012 bei rund 46 Prozent.

Spiegelbildlich dazu sanken die Anteile an der konventionellen Stromproduktion von ca. 86 Prozent im Jahr 2008 auf 78 Prozent im Jahr 2012. Unter Einschluss der erneuerbaren Energien sank der Anteil der vier größten Stromunternehmen an der gesamten Stromproduktion auf etwa 59 Prozent.

7.4.2 Vermarktung der konventionellen und erneuerbaren Stromerzeugung

Der Strom-Großhandel erfolgt über Börsen und bilaterale Handelsgeschäfte. Letztere werden als „Over-the-counter-Geschäfte“ (OTC) bezeichnet und umfassen auch Handelsgeschäfte, die über Brokerplattformen oder direkt zwischen den Unternehmen abgewickelt werden. Generell zu unterscheiden sind Verträge über feste Liefermengen und Verträge,

die sich auch an dem tatsächlichen Bedarf des Kunden orientieren. An der Börse und über die Brokerplattformen werden in der Regel feste Liefermengen in der Form sog. Lastbänder kontrahiert (Lieferung einer steten Strommenge für einen bestimmten Zeitraum). Die Käufer müssen solche Produkte in einem zweiten Schritt noch strukturieren, d. h. die erworbenen Mengen über Zu- oder Verkäufe an ihren tatsächlichen, im Zeitablauf variablen, Strombedarf anpassen.

Bei den Strom-Börsengeschäften unterscheidet man grundsätzlich zwischen dem Spotmarkt und dem Terminmarkt. Beiden Märkten kommt eine wichtige Rolle zu.

Auf den Spotmärkten werden kurzfristig benötigte Strommengen beschafft bzw. nicht benötigte Strommengen kurzfristig verkauft. Hier steht die physische Erfüllung eines Vertrages im Vordergrund. Auf den Spotmärkten werden mit kurzem Vorlauf hauptsächlich Produkte gehandelt, die einen kurzen Lieferzeitraum abdecken, z. B. eine Stunde oder einen Tag. Hier werden auch die Strommengen vermarktet, über die die Übertragungsnetzbetreiber nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) verfügen.

Auf den Terminmärkten werden dagegen mit Vorlaufzeiten von mindestens einer Woche bis zu etwa vier Jahren längerfristige Produkte gehandelt, deren Erfüllung z. B. über ein Quartal oder ein Jahr erfolgt. Der Schwerpunkt des Terminmarkts liegt auf Jahresprodukten mit einjähriger Vorlaufzeit. Bei den meisten Geschäften auf den Börsen-Terminmärkten steht nicht die physische Erfüllung des Kontraktes im Vordergrund, sondern die finanzielle Planbarkeit des Verkaufs oder der Beschaffung von Strom.

Das geschätzte Handelsvolumen entsprach 2012 mit über 9.000 TWh etwa dem fünfzehnfachen des tatsächlich erzeugten und verbrauchten Stroms (Monitoring-Bericht Bundesnetzagentur, S. 22). Der weitaus größte Teil des Stromhandels (über 93 Prozent) wird über bilaterale Verträge (49 Prozent rein bilaterale Geschäfte und 44 Prozent Brokerplattformen) abgewickelt. Insgesamt liegt der Schwerpunkt der Stromhandelsgeschäfte an der Börse auf Verträgen über Lieferungen im Folgejahr. Der Anteil des an der Börse gehandelten Stromvolumens liegt bei rund 7 Prozent. Die EEX bzw. EPEX-Spot veröffentlichen Handelsergebnisse sowohl für den Terminmarkt als auch den Spotmarkt. Hieraus ergeben sich Preissignale für Marktteilnehmer auch in anderen Bereichen des Strom-Großhandels.

Strom wird an der Börse zu (Mindest-)Preisen angeboten, deren Höhe von der jeweiligen Erzeugungsanlage abhängt (siehe Kapitel 6.7). Typischerweise orientieren sich die Gebote an den variablen Kosten der Kraftwerke (insbes. Brennstoff- und ggf. Entsorgungskosten sowie Emissionshandelszertifikate), den so genannten Grenzkosten. Nach diesem Prinzip werden, beginnend mit den niedrigsten Grenzkosten, solange Kraftwerke mit höheren Grenzkosten berücksichtigt, bis die Nachfrage an der Börse gedeckt ist. Das teuerste Gebot, das noch einen Zuschlag erhält, bestimmt den Börsen-Strompreis.

Negative Preise sind Ausdruck eines inflexiblen Kraftwerksparks und kommen sehr selten vor. Sie stellen einen Anreiz dar, die technische Flexibilität des Kraftwerks zu erhöhen. Zu negativen Preisen kann es kommen, wenn ein Überangebot an Strom auf dem Markt ist. So kann es bei einer aktuell sehr hohen Einspeisung erneuerbarer Energien für die Betreiber konventioneller Kraftwerke gleichwohl rentabler sein, ihre eigene Produktion wegen An- und Abfahrkosten nicht gänzlich zu stoppen, sondern ihre Stromerzeugung zu negativen Preisen abzugeben, also eine Auszahlung an Käufer vorzunehmen.

Zur Vermarktung von erneuerbar erzeugtem Strom sei auf Kapitel 6.7 verwiesen.

7.5 Maßnahmen für eine weitere Optimierung des Kraftwerksparks

Die Bundesregierung hat in allen Bereichen zur Optimierung des Kraftwerksparks wichtige Maßnahmen verabschiedet.

Wintergesetz für Versorgungssicherheit (Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes)

Die Bundesregierung hat das sog. „Wintergesetz“ eingeführt. Hintergrund ist, dass es infolge der Kernkraftwerksstilllegungen vorübergehend dort zu Versorgungsengpässen kommen könnte, wo der Netzausbau noch nicht rechtzeitig abgeschlossen ist. Das ist insbesondere in Süddeutschland während der verbrauchsstarken Wintermonate denkbar. Im Rahmen der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) sind im Dezember 2012 folgende Regelungen zur Erhaltung der Versorgungssicherheit im Bereich der Stromversorgung beschlossen worden. Betreiber von Kraftwerksanlagen sind verpflichtet, die Stilllegung ihrer Kraftwerke mindestens zwölf Monate im Voraus dem systemverantwortlichen Betreiber des Übertragungsnetzes und der Bundesnetzagentur anzuzeigen und dürfen die Kraftwerke vor Ablauf dieser Frist nicht stilllegen. Systemrelevante Kraftwerke sind gegen Kostenerstattung auch über die zwölf Monate hinaus in Betrieb zu halten. Betreiber von Gaskraftwerken sind verpflichtet, eine Absicherung des Betriebs ihrer Gaskraftwerke bei Versorgungsengpässen vorzunehmen. Die Maßnahmen sind bis Ende 2017 befristet.

Reservekraftwerksverordnung (ResKV)

Zur Konkretisierung der neuen Regelungen des EnWG für die Beschaffung von Reservekapazitäten und die Stilllegung von Kraftwerken und Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie hat die Bundesregierung im Juni 2013 die Reservekraftwerksverordnung beschlossen. Sie kodifiziert und systematisiert die seit 2011 bestehende Praxis von Übertragungsnetzbetreibern und Bundesnetzagentur zur Vorhaltung von Kraftwerken als Reserve für die Absicherung bestimmter Krisenszenarien insbesondere in den Wintermonaten („Netzreserve“). Die Verordnung sieht u.a. eine jährliche Überprüfung der Systemsicherheit im Hinblick auf die verfügbaren Erzeugungskapazitäten durch Übertragungsnetzbetreiber und Bundesnetzagentur vor. Soweit sich hieraus ein Bedarf an Reserveleistung ergibt, wird dieser ausgeschrieben. Interessierte Betreiber können die Nutzung ihrer Anlagen als Reservekraftwerke anbieten. Um Verzerrungen im Strommarkt zu vermeiden, können sich an dem Verfahren grundsätzlich nur systemrelevante Anlagen beteiligen, die der Betreiber endgültig stilllegen will. Mit der Verordnung werden zudem die gesetzlichen Pflichten der Anlagenbetreiber zur Anzeige geplanter Stilllegungen von Kraftwerken präzisiert und Ausnahmen vom bestehenden einjährigen Stilllegungsverbot festgelegt. Die Verordnung und die zu Grunde liegenden gesetzlichen Vorgaben sind bis Ende des Jahres 2017 befristet und stellen eine Übergangsregelung für den verzögerten Netzausbau dar.

Für den Winter 2015/2016 hat die Bundesnetzagentur am 30. September 2013 einen Bedarf an Reservekraftwerken mit einer Leistung von 4.800 MW festgestellt. Damit muss fast doppelt so viel konventionelle Kraftwerksleistung vorgehalten werden wie für den Winter 2013/2014. Gründe hierfür sind weitere geplante Stilllegungen von Kraftwerken in Süddeutschland insbesondere die Abschaltung des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld Ende 2015. Zudem gehen die betrachteten Ausfallszenarien für den Winter 2015/2016 aus Gründen der Vorsicht zusätzlich von einer verzögerten Fertigstellung insbesondere der Süd-West-Kuppelleitung aus. Von den ausgewiesenen 4.800 MW an Netzreservebedarf können bereits jetzt ca. 3.500 MW als verfügbar angenommen werden. Nach Einschätzung der Bundesnetzagentur kann der verbleibende Bedarf gedeckt werden.

Im Rahmen der anstehenden Untersuchungen auf Grundlage der Reservekraftwerksverordnung kann die Bundesnetzagentur die Errichtung neuer regional erforderlicher Kraftwerkskapazitäten zügig prüfen und gegebenenfalls sicherstellen.

Finanzierung von Investitionen in neue Kraftwerke

Die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) hat zum 1. Juni 2012 ein neues Kreditprogramm für die kommunale Energieversorgung aufgelegt. Mit dem Programm können u.a. Investitionen kommunaler Unternehmen in Gas- und Dampfkraftwerke und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen durch langfristig angelegte Finanzierungen mit günstigen Zinssätzen unterstützt werden.

Novelle des Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetzes (KWKG)

Der Ausbau von KWK wird durch das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz gefördert. Das KWKG fördert die Einspeisung hocheffizienten KWK-Stroms in das Netz durch garantierte Aufschläge auf den Börsenstrompreis. Besonders begünstigt werden die Betreiber von Brennstoffzellen-Anlagen und von neu errichteten kleinen KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung bis 50 kW.

Im Juli 2012 ist die Novelle des KWK-Gesetzes in Kraft getreten. Die KWK-Förderung wird über 2016 hinaus bis 2020 fortgesetzt und gleichzeitig effizienter gestaltet. Mit der KWK-Novelle 2012 ist die Förderung in wichtigen Punkten attraktiver geworden. Zum Beispiel wurden die KWK-Zuschläge angehoben und zusätzliche Anreize zur Modernisierung von Bestandsanlagen und für Investitionen in Wärme- und Kältenetze und Wärme- und Kältespeicher eingeführt. Die Kraft-Wärme-Kopplung wird auch durch weitere Instrumente wie beispielsweise Vergünstigungen bei der Energiesteuer gefördert. Erstmals wird nun auch der Ausbau von Wärmespeichern gefördert, um die Flexibilisierung der Fahrweise von KWK-Anlagen zu unterstützen.

Die Fördersätze betragen nunmehr zwischen 5,4 ct/kWh für kleine und bis zu 1,8 ct/kWh für große KWK-Anlagen. Die Förderung wird vom Verbraucher durch eine Umlage finanziert, die auf maximal 750 Millionen Euro pro Jahr gedeckelt ist. Die Kosten im Jahr 2014 belaufen sich nach Prognosen der Übertragungsnetzbetreiber auf rund 489 Millionen Euro, die durch Umlagen auf den Strompreis finanziert werden. Für Verbraucher bis 100.000 kWh jährlich beträgt die Umlage im Jahr 2014 0,178 ct/kWh.

Durch die Entlastung hocheffizienter Kleinanlagen mit einer Leistung von bis zu 2 MW von der Energiesteuer wird die Installation solcher Kleinanlagen in Privathaushalten vorangetrieben.

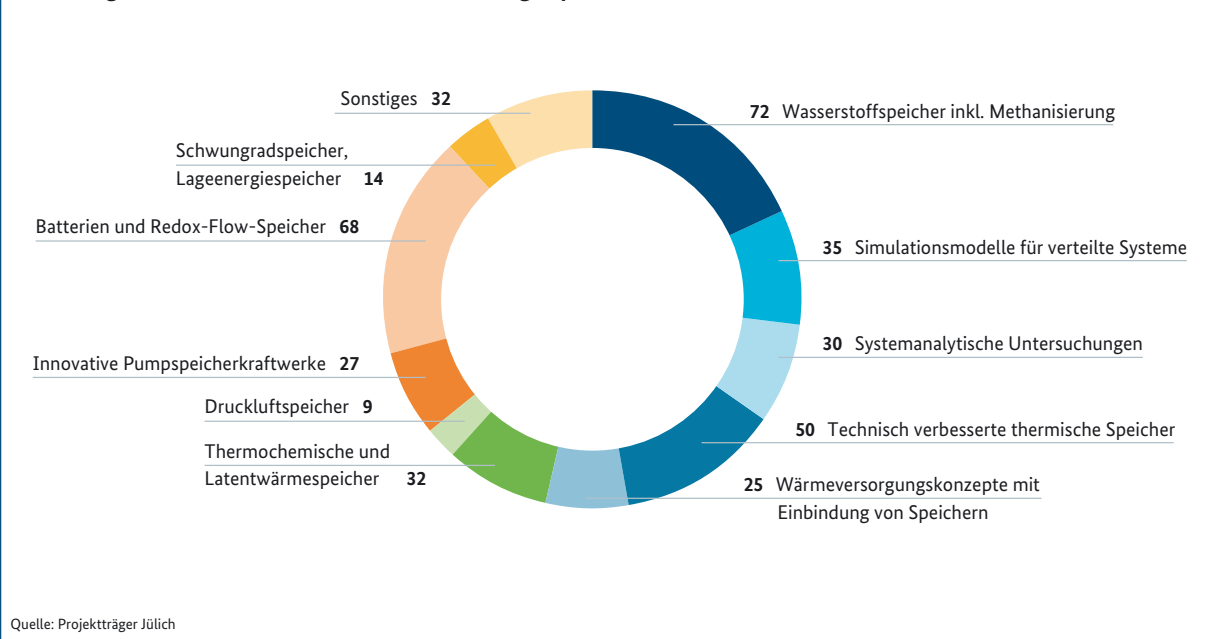
Die Bundesregierung wird die rechtlichen und finanziellen Bedingungen für die umweltfreundliche Kraft-Wärme-Kopplung so ausgestalten, dass der KWK-Anteil auf 25 Prozent bis 2020 ausgebaut wird.

Forschungsinitiative Energiespeicher

Die Bundesregierung treibt die Forschung und Entwicklung von Speichertechnologien voran und hat im Rahmen des 6. Energieforschungsprogramms 200 Millionen Euro für die „Förderinitiative Energiespeicher“ bereitgestellt. Bis Ende 2013 bewilligten die Bundesministerien für Wirtschaft und Technologie, für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit sowie für Bildung und Forschung 255 innovative Forschungsprojekte im Umfang von 181 Millionen Euro auf dem Gebiet der Energiespeicher, darunter Projekte zur Erzeugung von Wasserstoff oder Methan mittels Windüberschussstrom und zur Kopplung von Batteriespeichern mit dezentralen Erneuerbare-Energien-Anlagen. Erwartet werden technologische Innovationen und Kostensenkungen mit dem Ziel einer schnelleren Markteinführung.

Die verschiedenen Aspekte der Technologieentwicklung werden in den Förderschwerpunkten „Energiespeicher für stationäre und mobile Anwendungen“ des BMWi, „Regenerative Energieversorgungssysteme und Integration erneuerbarer Energien“ des BMU und „Grundlagenforschung Erneuerbare Energien“ des BMBF unterstützt. Diese Förderschwerpunkte werden kontinuierlich weiter ausgebaut.

Abbildung 7.7: Themen der Förderinitiative „Energiespeicher“



8 Netzbestand und Netzausbau

Ein stabiles Stromnetz ist für eine zuverlässige Stromversorgung unerlässlich. Nach wie vor ist die Netzqualität in Deutschland insgesamt sehr hoch und die Stromversorgung zählt zu einer der sichersten weltweit.

Um den Umstieg auf die erneuerbaren Energien, den Anschluss neuer konventioneller Kraftwerke und die Stärkung des europäischen Stromhandels zu ermöglichen, bedarf es eines zügigen Netzausbaus und der Modernisierung des bestehenden Netzes. Da immer mehr Kraftwerke auf Basis von erneuerbaren Energien in die Verteilernetze einspeisen, müssen diese zunehmend einen Stromtransport in beide Richtungen erlauben. Durch den Einsatz von „intelligenten“ Technologien kann dabei der Netzausbaubedarf auf der Verteilernetzebene reduziert werden. Der Ausbau der Übertragungsnetze ist insbesondere notwendig, damit der Strom von den Erneuerbare-Energien-Anlagen (vorrangig im Norden Deutschlands) zu den Endverbrauchern (vor allem im Westen und Süden Deutschlands mit einer hohen Bevölkerungs- und Industriedichte) transportiert werden kann. Damit der Netzausbau und der Ausbau der erneuerbaren Energien synchron laufen, sollte der Netzausbau zukünftig auf Basis des gesetzlich geregelten Ausbaupfads für erneuerbare Energien erfolgen. Basis dafür werden die von den Übertragungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur fortgeschriebenen Netzentwicklungspläne sein, die vom Gesetzgeber geprüft und entsprechend in das Bundesbedarfsplanungsgesetz überführt werden. Die Kosten für Systemdienstleistungen, welche Maßnahmen zur Stabilisierung der Netze sind, sind seit 2009 deutlich gesunken.

Der europäische Energiemarkt wächst zusammen. Durch das weitere Zusammenwachsen des europäischen Strommarktes zu einem europäischen Strombinnenmarkt wird die Versorgungssicherheit zusätzlich erhöht. Deutschland ist am Stromaustausch mit seinen Nachbarländern rege beteiligt. Deutschland war auch im Jahr 2012 wie schon im Jahr 2011 trotz der Stilllegung von acht Kernkraftwerken Nettoexporteur. Die Grenzkuppelkapazität zum Ausland wird in den nächsten Jahren weiter ausgebaut werden.

8.1 Stromnetz

Für eine erfolgreiche Integration des wachsenden Anteils erneuerbarer Energien, die Integration neuer konventioneller Kraftwerke und die Stärkung des europäischen Stromhandels ist der zügige Aus- und Umbau der Stromnetze in Deutschland und Europa von zentraler Bedeutung.

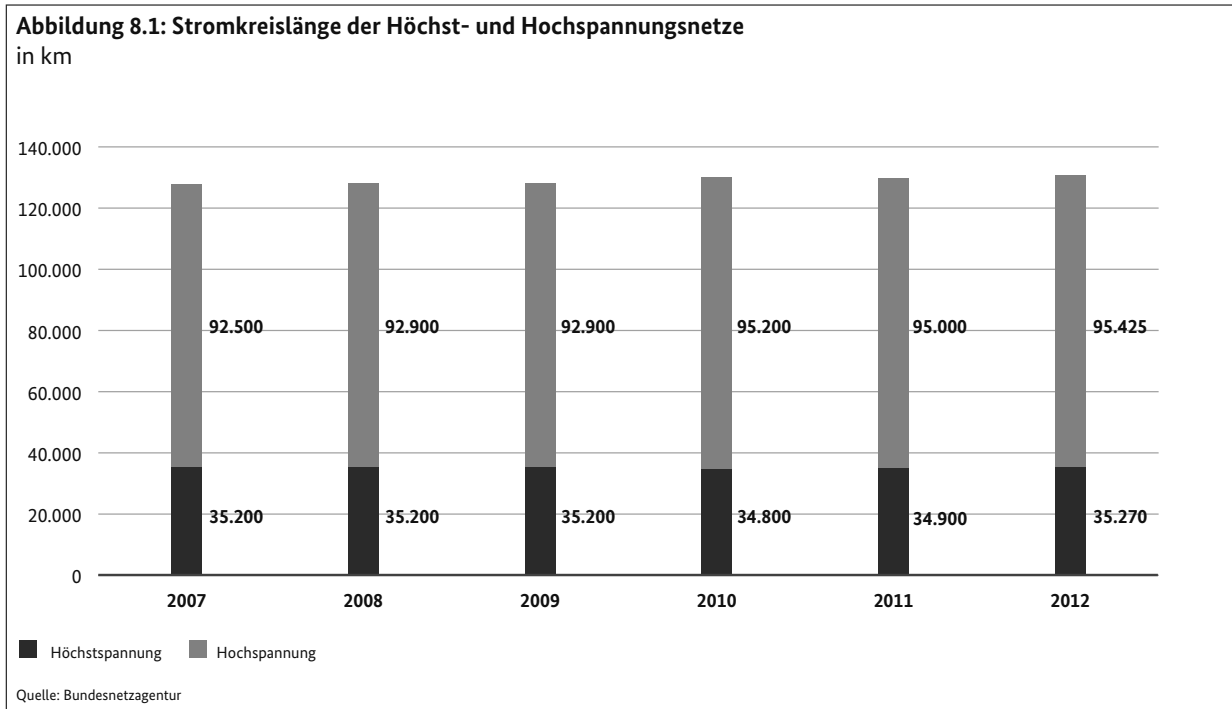
8.1.1 Netzbestand

Eine stabile und sichere Stromversorgung ist nur mit einem zuverlässigen und modernen Stromnetz möglich und für das Funktionieren sämtlicher privater und industrieller Abläufe praktisch unverzichtbar. Die Energiewende stellt auch für das Stromnetz eine Herausforderung dar, da der Strom bundesweit aufgenommen und oft über weite Strecken von den dezentralen Erzeugungsanlagen zu den Verbrauchszentren transportiert werden muss. Auch bedingt durch die sukzessive Abschaltung der verbleibenden Kernkraftwerke besteht die Notwendigkeit, Strom zunehmend über weite Strecken zu transportieren.

Das Stromnetz ist in vier Spannungsebenen unterteilt, die über Umspannwerke miteinander verbunden sind: das Niederspannungs-, das Mittelspannungs-, das Hochspannungs- und das Höchstspannungsnetz.

- Das Niederspannungsnetz von 230 V beziehungsweise 400 V ist in den Straßen verlegt und versorgt die Haushalte mit Strom. Seine Gesamtlänge beträgt rund 1,15 Millionen Kilometer (Monitoring-Bericht 2013, Bundesnetzagentur, S. 23).
- Die Mittelspannung von ca. 20.000 V (meist 10 kV – 30 kV) dient der Verteilung des Stroms in Stadtteilen und der Versorgung von größeren Verbrauchern, z. B. von Gewerbebetrieben. Das Mittelspannungsnetz hat eine Gesamtlänge von ca. 508.000 km (Monitoring-Bericht 2013, Bundesnetzagentur, S. 23).
- Die Hochspannung mit bis zu 110.000 V (= 110 kV) dient der Versorgung großer Industrieanlagen und der weiträumigen Verteilung des Stroms. Die Gesamtlänge des Hochspannungsnetzes beträgt rund 95.000 km (Monitoring-Bericht 2013, Bundesnetzagentur, S. 23).
- Die Höchstspannung mit mindestens 220.000 V (= 220 kV), meist 380.000 V (= 380 kV), wird dazu genutzt, den Strom über größere Entfernungen zu transportieren. Die Großkraftwerke speisen vor allem auf dieser Spannungsebene ein. Die Gesamtlänge beläuft sich auf etwa 35.000 km (Monitoring-Bericht 2013, Bundesnetzagentur, S. 23).

In Abbildung 8.1 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 geblieben (siehe Abbildung 8.1). Die Stromkreislänge ist allerdings deutlich größer als die Länge der Stromtrassen der ÜNB mit 17.961 km (Monitoring-Bericht 2013, Bundesnetzagentur, S.23), weil an den Strommasten dieser Trassen mehrere Stromkreise mit zum Teil unterschiedlichen Spannungsebenen hängen können.



8.1.2 Stromnetzausbau

Der Ausbau und die Modernisierung der Stromnetze auf allen Spannungsebenen ist für das Gelingen der Energiewende von großer Bedeutung und darum eine der zentralen Säulen des Energiekonzeptes der Bundesregierung. 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 dem Ausland 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 der 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. Zukünftig können gegebenenfalls auch neue Technologien einen Beitrag bei dem Ausbau und der Modernisierung der Stromnetze leisten. Daher sollen in Pilotprojekten mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungstechnik, Hochtemperaturleiterseilen oder Erdkabeln auf Übertragungsnetzebene wichtige Erfahrungen gesammelt werden.

Ausbau der Stromverteilernetze

Die Stromverteilernetze dienen der lokalen Verteilung von elektrischem Strom innerhalb einer begrenzten Region. Sie müssen in zunehmendem Ausmaß neue Aufgaben übernehmen. Da konventionelle Kraftwerke überwiegend direkt in die Übertragungsnetze einspeisen, dienten die Verteilernetze bisher vorrangig der Zulieferung des Stroms an die Letztverbraucher. Diese „Einbahnstraßen“ des Stromverteilernetzes müssen im Rahmen der Energiewende zunehmend so umgebaut werden, dass sie in beide Richtungen nutzbar sind. Die meisten Erneuerbare-Energien-Anlagen sind am Stromverteilernetz angeschlossen. Wird im ländlichen Raum Strom produziert, wird dieser zunächst in das Stromverteilernetz eingespeist und anschließend zu den Höchstspannungsnetzen für den Weitertransport geleitet, wenn er „vor Ort“ nicht verbraucht werden kann. Die Integration vieler Kleinerzeugungsanlagen stellt die Verteilernetze vor neue Herausforderungen. Dem muss durch den Ausbau und die Modernisierung der Netze sowie den Einsatz intelligenter Netztechnik begegnet werden. Zur Analyse des Um- und Ausbaubedarfs in den Verteilernetzen und zur Bewertung des Potenzials intelligenter Netztechnik hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie noch im Jahr 2012 eine Studie „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ in Auftrag gegeben. Die Studie soll als eine Datengrundlage für Entscheidungen über Weiterentwicklungen des Rechtsrahmens im Bereich der Verteilernetze dienen.

Ausbau der Übertragungsnetze

Das Übertragungsnetz dient der überregionalen Verbindung der Erzeugungs- und Lastschwerpunkte und dem Anschluss großer Kraftwerke und sehr großer Verbraucher. Die Zahl und Lage der Erzeugungsanlagen ändert sich und damit auch die Richtung der Lastflüsse und die benötigten Netzkapazitäten. Große Einspeisepunkte sind mittlerweile nicht mehr allein die großen Kraftwerke, sondern zunehmend auch die Verknüpfungspunkte mit den nachgelagerten Verteilernetzen. Außerdem hat sich die Verbindung zu den Strommärkten im benachbarten Ausland intensiviert, welche ebenfalls auf der Übertragungsebene stattfindet.

Diese Veränderungen machen einen zügigen Ausbau der Höchstspannungsnetze dringend erforderlich. Hier reicht es oft nicht aus, einige Komponenten zu ertüchtigen, sondern es bedarf zahlreicher neuer Leitungen.

8.2 Netzinvestitionen und Netzentgelte

Für Bau, Betrieb, Instandhaltung, Erweiterung und Modernisierung von Stromnetzen fallen hohe Investitionskosten an, die über regulierte Netzentgelte finanziert werden.

Die Anforderungen an die Stromnetze variieren grundsätzlich kontinuierlich, weil sich nicht nur Erzeugungsstrukturen sondern zum Beispiel auch die Siedlungsstrukturen, industrielle Schwerpunkte oder Energieverbräuche verändern. Beispielsweise hat das Ruhrgebiet in den letzten Jahrzehnten einen tiefgreifenden Strukturwandel erlebt, der mit gravierenden Änderungen des Stromverbrauchs und damit der Anforderungen an das Stromnetz einherging. Auch in den neuen Bundesländern waren nach dem Jahr 1990 umfangreiche Modernisierungen des Stromnetzes erforderlich.

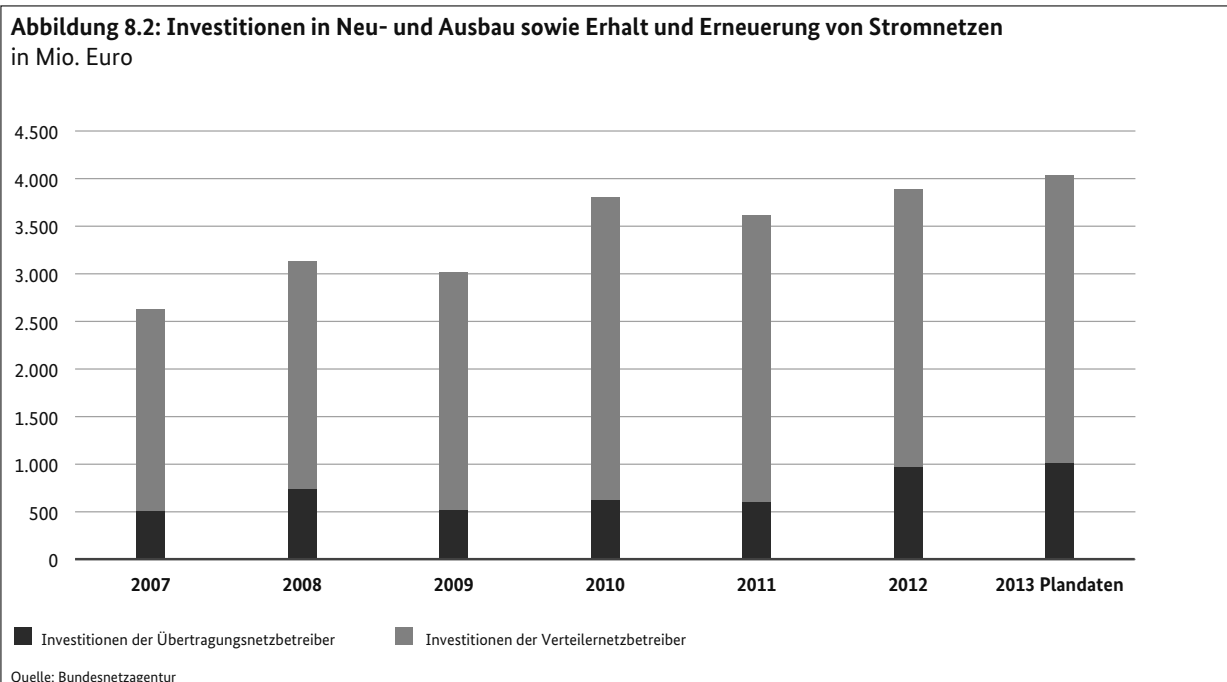
Neue Anforderungen an die Netze ergeben sich auch durch das Zusammenwachsen des europäischen Strommarktes. Dieser Prozess wurde mit der Liberalisierung der Strommärkte seit Ende der 90er Jahre verstärkt.

Auch der derzeit stattfindende grundlegende Umbau der Stromversorgung mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien im Rahmen der Energiewende macht eine zusätzliche Anpassung der Stromnetze erforderlich.

8.2.1 Investitionen in Stromnetze

Die Stromnetzbetreiber geben jedes Jahr mehrere Milliarden Euro für die Instandhaltung, Modernisierung und für den Neubau von Netzkomponenten aus.

Abbildung 8.2 zeigt, dass die Netzbetreiber seit 2007 jährlich zwischen 2,6 und 4,0 Milliarden Euro für Neu- und Ausbau sowie Erhalt und Erneuerung von Stromnetzen investiert haben. Zusätzlich zu den Netzinvestitionen kommen noch jährliche Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung der Netze in Höhe von durchschnittlich 3,1 Milliarden Euro hinzu. Wartungskosten und Investitionen zum Erhalt des Netzes wären größtenteils auch unabhängig vom Ausbau der erneuerbaren Energien angefallen. Allerdings wird auch durch den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien der Investitionsbedarf in den Ausbau und die Modernisierung der Netze zunehmen.



Wie Abbildung 8.2 zeigt, liegen die Kosten der Übertragungsnetzbetreiber für Investitionen in das Höchstspannungsnetz seit Jahren konstant bei jährlich rund einer halben Milliarde Euro. Für die Verwirklichung der Neubaumaßnahmen nach dem Energieleitungsausbaugesetz von 2009 und nach dem Bundesbedarfsplangesetz von 2013 werden in Zukunft die Investitionskosten auf Übertragungsebene deutlich ansteigen.

Die gesetzlichen Vorgaben und die Regulierungspraxis der Bundesnetzagentur (siehe Kapitel 8.7) schaffen sowohl bei den Verteiler- als auch bei den Übertragungsnetzbetreibern Anreize für Investitionen. Die Ende 2012 in Kraft getretenen Regelungen zur Einführung eines Offshore-Netzentwicklungsplans wie auch zur Entschädigung für die verzögerte oder gestörte Netzanbindung von Offshore-Windparks (z. B. Abreißen eines Kabels durch einen Schiffsanker) schaffen eine bessere Planbarkeit und Investitionssicherheit in diesem Bereich (siehe Kapitel 8.7).

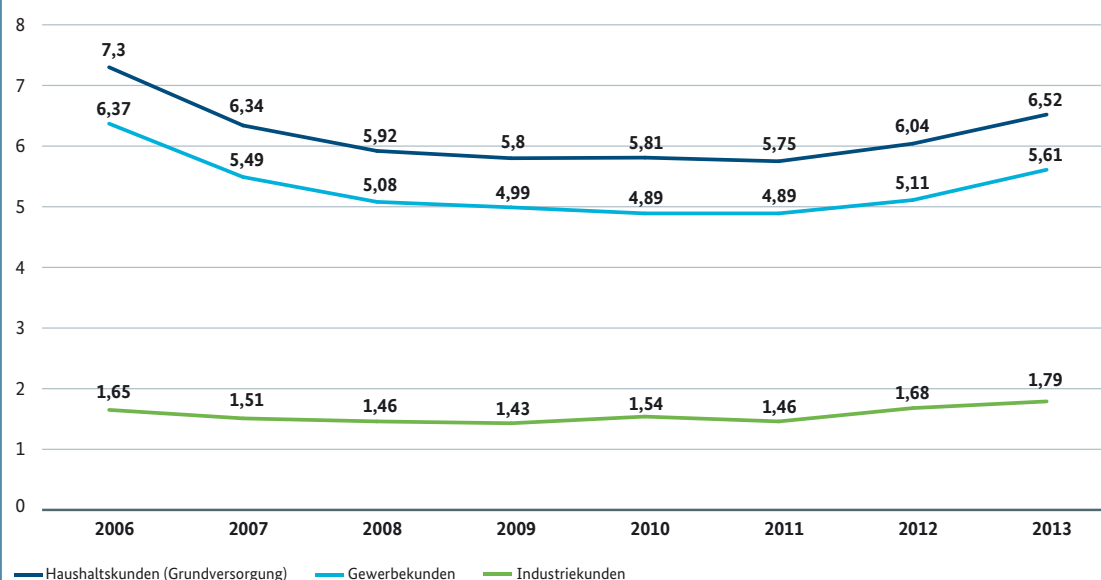
8.2.2 Stromnetzentgelte

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. So wird sichergestellt, dass die Stromnetzbetreiber einerseits über hinreichende Erlöse verfügen, um die Kosten des Netzbetriebs zu decken. Andererseits soll kein Netzbetreiber überhöhte Entgelte erheben können. Dafür wenden die Regulierungsbehörden die Anreizregulierung an, die den Netzbetreibern Anreize für eine Hebung ihrer Effizienzpotenziale gibt.

Wie Abbildung 8.3 zeigt, sind die Netzentgelte für Haushalte, Gewerbe- und Industriekunden unterschiedlich ausgestaltet. In den ersten Jahren der Entgeltregulierung ließen sich beträchtliche Kostenminderungen realisieren, die zu einer Reduktion der Strompreise von über 1 Cent pro Kilowattstunde für Haushalts- und Gewerbekunden geführt haben. In den Jahren 2012 und 2013 sind die Netzentgelte wieder gestiegen, was unter anderem auf Sondereffekte aus der Abschaffung des Zeitverzugs bei Investitionsmaßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber zurückzuführen ist.

Abbildung 8.3: Entwicklung der durchschnittlichen Netzentgelte in ct/kWh



Quelle: Monitoring-Bericht Bundesnetzagentur

Eigenerzeugung

Unternehmen und Haushalte, die z. B. mit KWK-Anlagen oder Photovoltaik-Anlagen ihren eigenen Strom erzeugen, zahlen im Umfang ihrer Eigenerzeugung keine Netzentgelte. Allerdings nutzen diese Unternehmen und Haushalte dennoch das Stromnetz, und zwar nicht nur in den Zeiten, in denen sie zur ergänzenden Deckung ihrer Nachfrage Strom aus dem Netz beziehen, sondern auch generell als Vorsorge für die Gewährleistung ihrer Versorgung bei Ausfall der Eigenerzeugung sowie zur Einspeisung von Überschüssen aus der eigenen Erzeugung. Für die Vorhaltung der Netzkapa-

zitäten für diese Unternehmen und Haushalte fallen dem Netzbetreiber Kosten an, für welche diese Unternehmen und Haushalte keine Netzentgelte entrichten, die bisher primär verbrauchsabhängig ermittelt werden.

Da bei dem Verbrauch des eigenerzeugten Stroms kein verbrauchsabhängiges Netzentgelt anfällt, werden die für Eigenerzeuger unentgeltlichen Netzzuhaltskosten von den übrigen Stromverbrauchern finanziert. In den letzten Jahren lagen die industrielle Eigenerzeugung bei rund 50 TWh und die der privaten Haushalte bei rund 3 TWh (Prognose der Stromabgabe an Letztverbraucher bis 2018, Gutachten Energy Brainpool auf www.eeg-kwk.net). Dies entspricht rund zehn Prozent der in Deutschland verbrauchten Strommenge.

Die Bundesregierung überprüft das System der Netzentgelte gegenwärtig daraufhin, ob es den Anforderungen der Energiewende gerecht wird und eine faire Lastenverteilung bei der Finanzierung des Netzausbaus gewährleistet.

8.3 Stabilität und Qualität der Stromnetze

Eine hohe Stabilität und Qualität der Stromnetze ist für die sichere Versorgung mit Strom von großer Bedeutung. In Deutschland sind sowohl die Stabilität als auch die Qualität der Stromnetze sehr hoch.

- 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.

8.3.1 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 Maßnahmen ergreifen und Vorkehrungen treffen, um einen dauerhaft stabilen Betrieb des Stromnetzes zu gewährleisten.

Bilanzierung

Mit der sogenannten Bilanzierung wirken die Nutzer der Stromnetze aktiv und konstruktiv an der Stabilität der Stromnetze mit. Innerhalb des komplexen Systems eines Stromnetzes müssen Ein- und Ausspeisung des Stroms ständig im Gleichgewicht gehalten werden. Die Stromerzeuger, Stromhändler und Stromversorger sind gesetzlich verpflichtet, in jeder Viertelstunde für eine „ausgeglichene Bilanz“ zu sorgen. Hierzu sind möglichst exakte Prognosen von Produktion und Verbrauch notwendig. Von jedem Marktakteur muss möglichst genau prognostiziert werden, wie viel Einspeisung aus konventionellen und erneuerbaren Erzeugungsanlagen und wie viel Ausspeisung bei Letztverbrauchern er zu verantworten hat. Die Gesamtgruppe der Ein- und Ausspeisungen eines Händlers wird als „Bilanzkreis“ bezeichnet.

Abweichungen zwischen der Ein- und der Ausspeisung sind in der Praxis nie völlig zu vermeiden. Die Bilanzkreisverantwortlichen, also die Stromhändler und -versorger, übernehmen für die Differenz die Kosten. Dieses System, bei dem Differenzen zwischen der Ein- und Ausspeisung mit Kosten verbunden sind, stellt für die Marktakteure einen starken Anreiz dar, eine ausgeglichene Bilanz anzustreben und somit zur Netzstabilität beizutragen.

Stromentnahmen von Letztverbrauchern mit einem Jahresstromverbrauch von mehr als 100.000 Kilowattstunden werden permanent gemessen (registrierende Lastgangmessung) und je Viertelstunde abgerechnet. Bei allen anderen Letztverbrauchern (kleinere Gewerbebetriebe, Haushaltskunden) wird dagegen in der Regel einmal jährlich der Stromverbrauch gemessen und abgerechnet. Für diese Letztverbraucher wird vereinfachend angenommen, dass sie sich wie ein durchschnittlicher Haushalt bzw. Gewerbebetrieb verhalten (Standardlastprofile). Im Sommer 2013 wurde neben dem Standardlastprofilverfahren als vereinfachtes Bilanzierungsverfahren eine weitere Option, die so genannte Zählerstandsgangmessung, in der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) eingeführt. Basis der Zählerstandsgangmessung sind Viertelstunden-Arbeitswerte beim Energieverbrauch. Die Zählerstandsgangmessung schafft damit neue Spielräume, um Energie individueller zu beschaffen und zu bilanzieren.

Seit Januar 2012 können sich durch Änderungen im Erneuerbare-Energien-Gesetz die Betreiber von EEG-Anlagen für die sogenannte „Direktvermarktung“ entscheiden (siehe Kapitel 6), bei der sie den von ihnen erzeugten Strom selbst vermarkten. In diesem System tragen die Betreiber der EEG-Anlage selber das Bilanzierungsrisiko. Sie müssen, wie konventionelle Kraftwerke auch, den Ertrag ihrer Anlagen viertelstundengenau prognostizieren und bei Abweichungen für die Differenzen aufkommen. Dieses Verfahren trägt ebenfalls zur Stabilität der Stromnetze bei. Ende 2013 wurde der Strom von knapp der Hälfte der installierten Anlagenleistung so vermarktet (www.erneuerbare-energien.de).

Eingriffe der Netzbetreiber

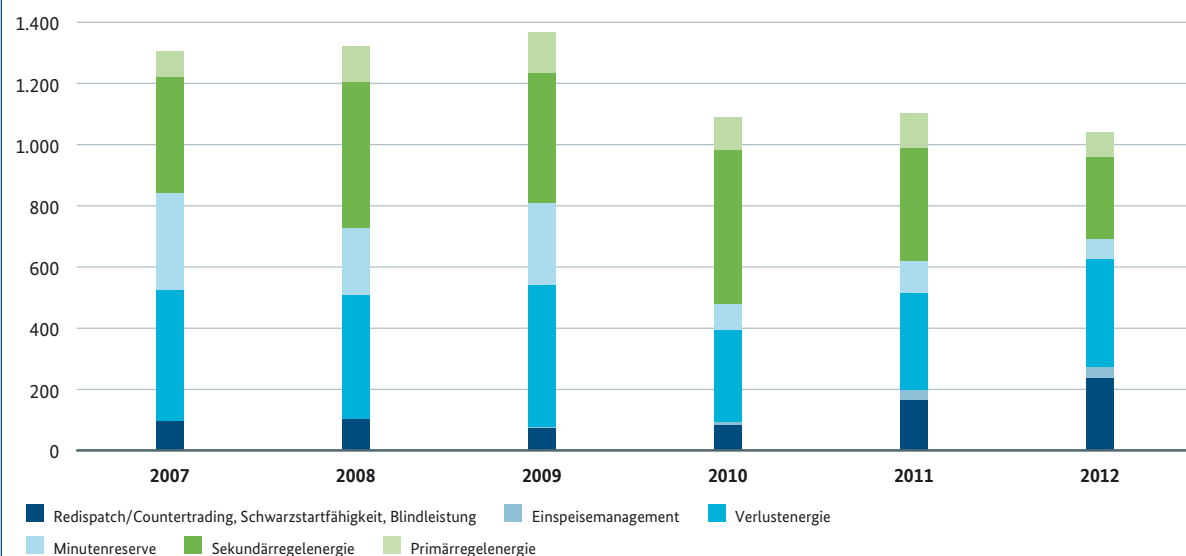
Auch wenn alle Prognosen mit den tatsächlichen Gegebenheiten übereinstimmen, müssen Netzbetreiber systemstützende Maßnahmen ergreifen. Dies ist schon deshalb notwendig, weil die Netznutzer nur im Rhythmus der viertelstündigen Bilanzierung handeln, während das Netz im Millisekundenbereich stabil gehalten werden muss.

Eingriffe zum Ausgleich der tatsächlichen Nachfrage und der tatsächlichen Stromerzeugung sind eine der Grundaufgaben der Netzbetreiber.

Den Übertragungsnetzbetreibern stehen für die Stabilisierung der Netze eine Reihe von Maßnahmen zur Verfügung (Systemdienstleistungen), die für rund sechs Prozent der Netzkosten verantwortlich sind (Bundesnetzagentur). 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 Anlagenbetreiber 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 der Einspeisevergütung eine Entschädigung.
- **Verlustenergie:** Fließt Strom durch eine Stromleitung, verursacht dies eine Erwärmung der Stromleitungen, was 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. Die Netzbetreiber ergreifen Gegenmaßnahmen, die zum Teil mit Kosten verbunden sind.
- **Schwarzstartfähigkeit** ist die Fähigkeit von Kraftwerken, nach einem lokalen oder regionalen Netz-Zusammenbruch selbstständig wieder anfahren zu können. Die Netzbetreiber wachen darüber, dass immer genügend Kraftwerke am Netz sind, die über diese Fähigkeit verfügen.

Abbildung 8.4: Kosten für Systemdienstleistungen
in Mio. Euro



Quelle: Bundesnetzagentur

Die Kosten für Systemdienstleistungen, die über die Netzentgelte auf die Stromkunden umgelegt werden, sind seit 2009 deutlich gesunken (siehe Abbildung 8.4). 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.

In den Jahren 2011 und 2012 ist ein Anstieg der Kosten für Redispatch- und Countertrading-Maßnahmen zu erkennen. Es kann in näherer Zukunft nach Einschätzung der ÜNB und der Bundesnetzagentur nicht davon ausgegangen werden, dass der Redispatch-Bedarf abnimmt. In diesem Zusammenhang ist es bedeutsam, den Netzausbau zügig voranzubringen und für eine Übergangszeit ausreichend Kraftwerkskapazitäten für Redispatch-Maßnahmen zur Verfügung zu haben (Monitoring-Bericht 2013, Bundesnetzagentur, S. 63).

Die Eingriffe in den Betrieb von Erneuerbare-Energien-Anlagen im Rahmen des Einspeisemanagements haben im Vergleich zum Vorjahr auf ca. 0,33 Prozent der erneuerbaren Strommenge leicht abgenommen (Bundesnetzagentur). Dieser Anteil kann durch einen zügigen Ausbau der Netze weiter gesenkt werden.

Diese Eingriffe der Netzbetreiber in den Betrieb von EEG-Anlagen zur Stabilisierung der Netze sind zu unterscheiden von der Abregelung durch den Anlagenbetreiber selbst. Anlagenbetreiber in der Direktvermarktung (Marktprämie statt fester Einspeisevergütung) haben einen Anreiz, ihr Verhalten am Marktpreissignal auszurichten. Dabei kann es neben anderen Optionen auch ökonomisch sinnvoll sein, die Erzeugung in Zeiten geringer Nachfrage zu reduzieren. Für diese Form des Marktverhaltens wird keine Entschädigung gezahlt.

Regelenergiebereitstellung aus erneuerbaren Energien

An die Bereitstellung von Regelenergie sind besonders hohe Anforderungen zu stellen, denn es handelt sich dabei um das Sicherheitssystem, von dem die Versorgungssicherheit abhängt. Die mangelnde Verfügbarkeit von Regelenergie könnte zu einem Ausfall des Systems führen.

Die Bereitstellung von Regelenergie erfolgt bisher hauptsächlich durch konventionelle Kraftwerke, Pumpspeicherkraftwerke und große Verbraucher. Künftig können aber auch verstärkt erneuerbare Energien zur Bereitstellung von Regelenergie beitragen. Der Umbau der Energieversorgung führt auch bei der Sicherstellung der Netzstabilität zu neuen Lösungsansätzen. Unter anderem stellen sich aber folgende Herausforderungen:

- Anlagen auf Basis von erneuerbaren Energien haben eine vergleichsweise geringe installierte Leistung, so dass für die Netzstabilität entsprechend sehr viele Anlagen angesteuert werden müssen. Dafür ist das sogenannte „Pooling“ der Anlagen erforderlich, das bereits durch eine Vielzahl von Dienstleistern angewendet wird.
- Da Wind- und Photovoltaik-Anlagen witterungsbedingten Schwankungen unterliegen, ist die Ermittlung der tatsächlich erbrachten Regelenergie erschwert. Zudem können sie ihre Einspeisung im Normalfall nicht steigern.
- Die Netze sind auf die elektrotechnischen Eigenschaften großer Synchrongeneratoren, wie sie in großen konventionellen Kraftwerken verwendet werden, abgestimmt. Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen arbeiten meist mit computergesteuerten Wechselrichtern, die völlig andere Charakteristika haben.

Auf absehbare Zeit werden konventionelle Kraftwerke bei der Regelenergiebereitstellung zur Stabilisierung der Netze weiterhin eine wichtige Rolle spielen.

Regionale Verteilung der Kraftwerkskapazitäten

Für die Stabilität der Stromversorgungsnetze ist die regionale Verteilung der Kraftwerkskapazitäten von großer Bedeutung (siehe Kapitel 7.1.4). Insbesondere ist es auch wichtig, dass die Übertragungsnetzbetreiber in sämtlichen Regionen über konventionelle Kraftwerkskapazität verfügen können, da noch nicht alle erforderlichen Systemdienstleistungen anderweitig erbracht werden können.

Beim Ausbau der Übertragungsnetze planen die Netzbetreiber den Einsatz neuer Technologien, die den Bedarf an Systemdienstleistungen teilweise decken können. Beispielsweise sind die Umrichter der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung in der Lage, regional erforderliche Blindleistung bereitzustellen. Auch moderne Windenergie-, Biomasse- und Wasserkraftanlagen (und zukünftig möglicherweise auch Wechselrichter von PV-Anlagen) können einen Teil der notwendigen Systemdienstleistungen erbringen. Diese müssen zukünftig stärker durch die Netzbetreiber miteinbezogen werden.

8.3.2 Qualität der Stromnetze

Für die Letztverbraucher, also private Haushalte, Gewerbebetriebe und die Industrie, ist eine konstant hohe Netzqualität zu gewährleisten. Insbesondere ist eine möglichst geringe Zahl und Dauer von lokalen Unterbrechungen der Stromversorgung anzustreben. Solche lokalen Unterbrechungen gehen meist auf Überlastungen, Störungen oder Beschädigungen von Netzkomponenten zurück. Kommt es im Extremfall zu Engpässen in der Stromversorgung, kann es zu gezielten Abschaltungen von Verbrauchern kommen. Die Übertragungsnetzbetreiber halten zur Sicherheit entsprechende Planungen bereit.

(n-1)-Sicherheit der Übertragungsnetze

Das Übertragungsnetz wird mit der so genannten (n-1)-Sicherheit betrieben, d. h. auch wenn eine wichtige Leitung, ein wichtiger Kabelstromkreis, ein Kraftwerk oder ein Netztransformator ausfällt („n1“), darf es nicht zu Einschränkungen und Auswirkungen auf die Versorgung kommen, die im schlimmsten Fall zu einem Blackout führen könnten. Die (n-1)-Sicherheit ist ein bewährtes Konzept für das Übertragungsnetz, das von den Netzbetreibern sehr 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.

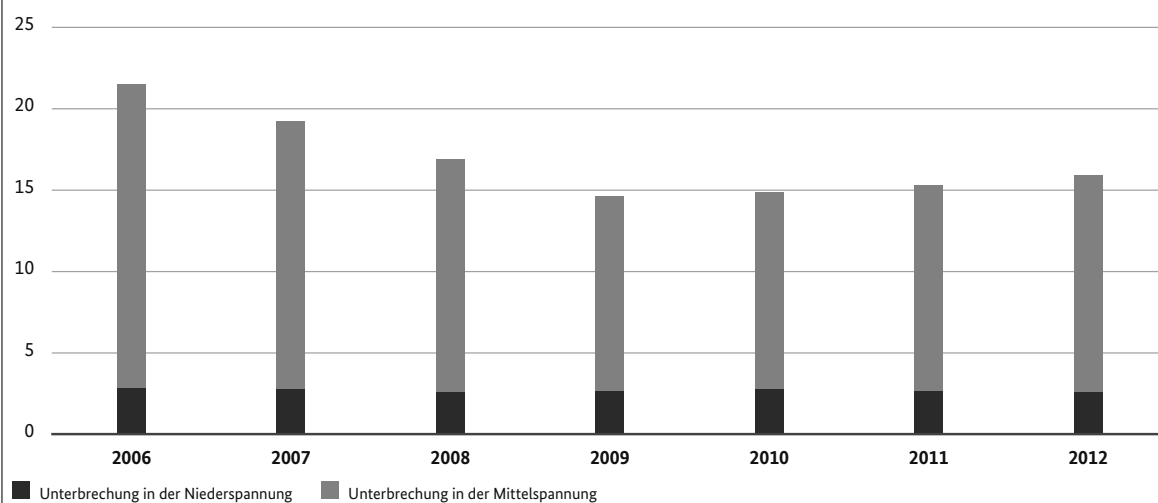
Zur Messung der Netzqualität, insbesondere der Zuverlässigkeit des Netzes, gibt es verschiedene Kennzahlen. Von der Bundesnetzagentur wird jedes Jahr der „System Average Interruption Duration Index“ (SAIDI) veröffentlicht. Dabei wird – vereinfacht dargestellt – die Zahl der Unterbrechungsminuten mit 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 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.

In Abbildung 8.5 ist zu erkennen, dass die gemittelte Unterbrechungsdauer seit 2006 deutlich zurückgegangen ist und seit 2009 geringfügig wieder ansteigt. 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 konstant sehr niedrige Werte. Im europäischen und weltweiten Vergleich steht Deutschland mit seiner sehr hohen Netzqualität nach wie vor mit an vorderster Stelle.

Abbildung 8.5: Verlauf des SAIDI-Strom

in Minuten



Quelle: Bundesnetzagentur

8.4 Intelligente Zähler und Netze

Ziel der Schaffung von intelligenten Netzen ist u.a. die effiziente Einbindung von Erneuerbare-Energien-Anlagen. Durch intelligente Messsysteme i.S.v. § 21d EnWG („Smart Meter“) kann u.a. eine aktivere Teilnahme von Letztverbrauchern am Energiemarkt gefördert werden.

8.4.1 Messsysteme

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. Messsysteme können Viertelstundenwerte erheben und sind darüber hinaus in der Lage, Letztverbrauchern deren Verbrauchsverhalten zu veranschaulichen (beispielsweise über ein Inhome-Display oder eine Smartphone-Anwendung) und diese so möglicherweise zu Verbrauchseinsparungen und/oder Lastverlagerungen motivieren, insbesondere in der Zusammenschau mit lastvariablen Tarifen. Messsysteme sind zusätzlich mit einer Externen Kommunikationseinheit ausgerüstet und damit fernauslesbar und fernsteuerbar.

Messsysteme dienen der Entwicklung intelligenter Energieversorgungssysteme auf Seiten der Verbraucher. Sie sind die Verbindung zum intelligenten Netz („Smart Grid“) und können privaten wie gewerblichen Letztverbrauchern helfen, deren tatsächlichen Energieverbrauch besser an die Erzeugung aus fluktuierenden Quellen anzupassen. Zudem können sie der Optimierung der Energiebeschaffung dienen, indem Prognosen, die auf Messungen realer Verbräuche und nicht auf groben Schätzungen beruhen, die Energiebeschaffung bestimmen.

Zudem können Messsysteme auch für die Integration von erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen ins Stromnetz eingesetzt werden, indem sie Einspeisewerte und Netzzustandsinformationen bereitstellen sowie netzindizierte Schalthandlungen ermöglichen.

Das Energiewirtschaftsgesetz sieht 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 verpflichtend.

Die Bundesregierung möchte bereits in 2014 verlässliche Rahmenbedingungen für den sicheren Einsatz von Messsystemen für Verbraucher, Erzeuger und Kleinspeicher auf den Weg bringen. Gegenstand des Paketes werden die Festlegung hoher technischer Standards zur Gewährleistung von Datenschutz und Datensicherheit, bereichsspezifischer Datenschutzregeln für die Marktkommunikation sowie Regelungen im Zusammenhang mit dem Einbau von Messsystemen zur Ermöglichung von intelligentem Last- und Erzeugungsmanagement sein.

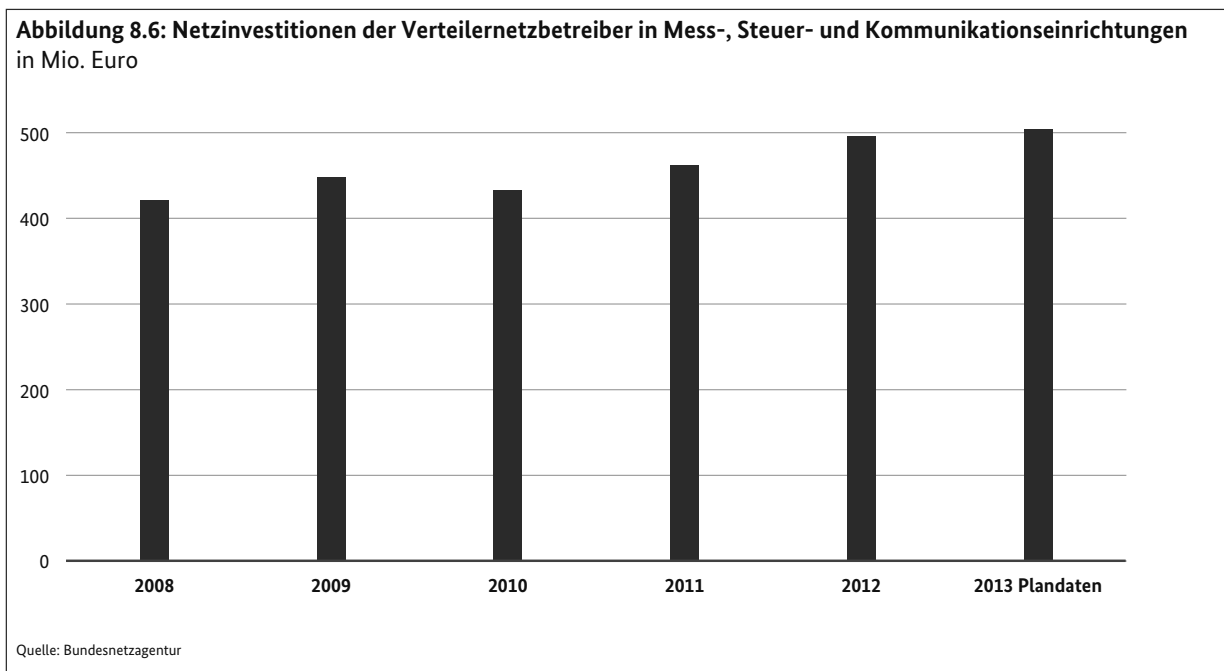
8.4.2 Intelligente Netze

Intelligente Netze, die mit Steuer- und Regeltechnik ausgerüstet sind („Smart Grids“), sollen eine optimierte Nutzung der vorhandenen Verteilernetzkapazitäten ermöglichen. Sie können auf Lastflusssituationen oder Spannungsänderungen reagieren und zum Beispiel durch regelbare Transformatoren aktiv gegensteuern. Verteilernetze sind durch solche „intelligenten“ Betriebsmittel besser dazu in der Lage, den von zum Beispiel Wind-, Photovoltaik- oder KWK-Anlagen eingespeisten Strom aufzunehmen und so weiterzuleiten, dass die vorhandenen Netzkomponenten optimiert betrieben werden können. Ein Netzausbaubedarf im Verteilernetz könnte so reduziert werden.

Mit dem Evaluierungsbericht der Bundesnetzagentur zur Anreizregulierung und der Netzplattform-Studie „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ wird die Bundesregierung 2014 über eine Datenbasis für Entscheidungen zu notwendigen Weiterentwicklungen der Anreizregulierung verfügen.

In Abbildung 8.6 sind die Investitionen der Verteilernetzbetreiber intelligente Mess- und Netztechnik zusammengefasst, wie sie von den Netzbetreibern gemeldet wurden. Die jährlichen Investitionen sind recht stabil mit einer leicht steigenden Tendenz.

Auf Übertragungsnetzebene besteht hingegen seit Jahren ein ausreichendes Maß an Kommunikationsfähigkeit. Übertragungsnetze müssen allerdings nicht über ein vergleichbares Maß an Intelligenz wie moderne Verteilernetze verfügen.



8.5 Europäischer Strombinnenmarkt

Der deutsche Strommarkt ist eingebettet in die europäischen Strommärkte. Das weitere Zusammenwachsen der europäischen Strommärkte ist für die Energiewende von großer Bedeutung, weil stärkere internationale Verbindungen die Effizienz des Gesamtsystems und die Versorgungssicherheit erhöhen können.

Insbesondere verbessert ein funktionierender Binnenmarkt die wettbewerblichen Rahmenbedingungen. Die Bundesregierung ist darum bestrebt, den Energiebinnenmarkt weiter voranzubringen.

Die europäischen Übertragungsnetzbetreiber haben im Jahr 2012 im Rahmen ihres europäischen Verbands ENTSO-E damit begonnen, neue einheitliche Regelwerke für die Netznutzung (Netzkodizes Strom) zu erarbeiten, die in ihren einzelnen Bestandteilen noch durch die Europäische Kommission bestätigt werden müssen, bevor sie europaweit gelten werden. Außerdem haben die europäischen Übertragungsnetzbetreiber bereits ihren zweiten Zehn-Jahres-Netzentwicklungsplan vorgelegt, auf dessen Basis die Integration der Märkte netztechnisch abgesichert und intensiviert wird. Bei der deutschen Netzplanung kann auf dieser Basis die europäische Marktintegration bei der Erstellung und Genehmigung des nationalen Netzentwicklungsplans berücksichtigt werden. Um die Versorgung dauerhaft sicherstellen zu können, erarbeiteten die europäischen Übertragungsnetzbetreiber ein Vorsorgesystem („Real-time Awareness and Alert System“), das ihnen die Überwachung der grenzüberschreitenden Stromflüsse erleichtert.

Im Strommarkt ändern sich die Preise während des Tages sehr stark – oft um mehrere hundert Prozent innerhalb weniger Stunden. In einem funktionierenden Binnenmarkt orientieren sich die kommerziellen Flüsse an den Preisunterschieden zwischen In- und Ausland. Entsprechend ändert sich ununterbrochen das Vorzeichen des grenzüberschreitenden Stromhandels.

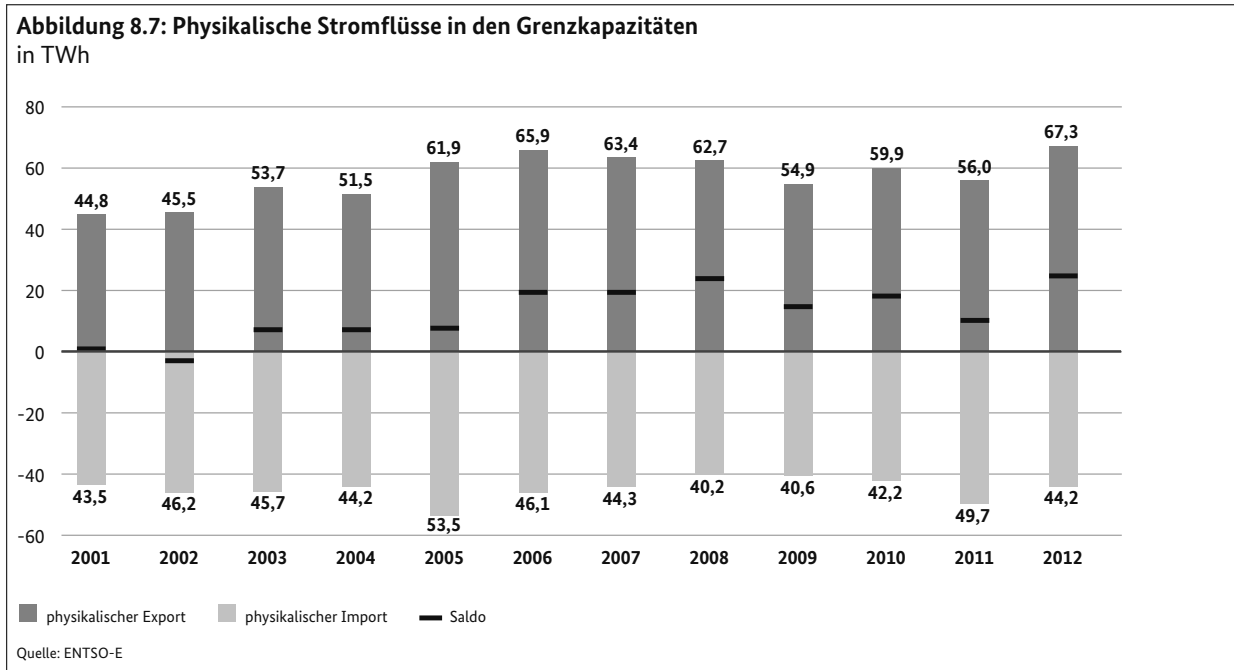
Grenzüberschreitende Stromflüsse

Stromexporte und -importe sind Ausdruck eines funktionierenden europäischen Strommarktes. Grenzüberschreitende physikalische Stromflüsse sind mit solchen Handelsströmen nicht gleichzusetzen, da sie nicht zwingend auf einem Handelsgeschäft beruhen, sondern auch technisch bedingt sein können. Gleichwohl kann das Ausmaß der physikalischen Stromflüsse auch als ein Indiz für den Grad der Integration im europäischen Binnenmarkt gesehen werden.

Die grenzüberschreitenden physikalischen Stromflüsse haben im letzten Jahrzehnt zugenommen (siehe Abbildung 8.7). Von 2006 bis 2010 wies Deutschland im Saldo (schwarze Linien in der Abbildung) einen deutlichen physikalischen Exportüberschuss von bis zu 23,1 TWh auf. Es wurde also insgesamt mehr Strom aus Deutschland exportiert als nach Deutschland importiert. Es ist erkennbar, dass zwar nach der endgültigen Stilllegung von acht Kernkraftwerken im Jahr 2011 der Saldo vorübergehend um 11,4 TWh abgenommen hat. Jedoch hat Deutschland im Jahressaldo auch 2011 weiterhin physikalisch Strom exportiert. Im Jahr 2012 wurde diese Abnahme aber bei Weitem überkompensiert,

es kam zu einem Exportsaldo von ca. 23 TWh. Nach den physikalisch ausgetauschten Jahresstrommengen ist Deutschland somit im Jahresdurchschnitt weiterhin kein Netto-Importland. Generell ist zu beachten, dass in Deutschland – insbesondere aufgrund der Volatilität von Stromverbrauch und Einspeisung erneuerbarer Energien – die Stromflüsse deutlich schwanken. Deutschland ist somit über das Jahr gesehen zu bestimmten Zeiten physikalisch Stromexporteur, zu anderen Zeiten Importeur. Die Einbindung in den europäischen Strommarkt trägt somit dazu bei, den Strom aus erneuerbaren Energien effizienter ins System zu integrieren.

In der Abbildung 8.7 werden die physikalischen Stromflüsse dargestellt. Wie bei den physikalischen Flüssen hatte Deutschland auch bei den handelsseitigen grenzüberschreitenden Lieferverpflichtungen in den letzten Jahren durchgängig einen Exportüberschuss, der im ersten Halbjahr 2012 zudem wieder anstieg.



8.6 Erdgas

Gasversorgungssicherheit ist angesichts sich wandelnder Marktbedingungen und zunehmender weltweiter Konkurrenz auf den Gasbeschaffungsmärkten eines der zentralen Themen in Deutschland und Europa. Bei einem Anteil am Primärenergieverbrauch von derzeit knapp 22 Prozent (siehe Kapitel 4.1) kommt der Sicherung der Gasversorgung ein hoher wirtschaftlicher, aber auch sozialer Stellenwert zu.

Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit in der leitungsgebundenen Energieversorgung insgesamt sowie Maßnahmen zur Bewältigung von Ausfällen eines oder mehrerer Versorger sind primär Aufgabe der am Markt tätigen Unternehmen. Wie sie diese Aufgaben erfüllen, unterliegt im Grundsatz der Entscheidung der Unternehmen.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie führt gemäß Energiewirtschaftsgesetz jährlich ein Monitoring der Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität und Erdgas durch. Insgesamt gesehen war die Versorgungssicherheit bislang auch bei unvorhergesehenen, zeitlich befristeten Lieferunterbrechungen auf der Importseite stets gewährleistet. Dies zeigt, dass es grundsätzlich richtig ist, primär auf die Verpflichtung der Unternehmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zu setzen.

In Deutschland wurde der Bundesnetzagentur gemäß Energiewirtschaftsgesetz § 54a Abs. 2 Nr. 1 EnWG die regelmäßige Erstellung und Aktualisierung der Risikobewertung übertragen. Der im Juni 2013 vorgelegte Bericht legt dar, dass die Erdgasversorgungslage in Deutschland in hohem Maß als sicher und zuverlässig zu bewerten ist.

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.

Die Berichtsergebnisse lassen den Schluss zu, dass sich das Versorgungssicherheitskonzept in Deutschland im Grundsatz bewährt hat. Die Gasversorgungsunternehmen haben in der Vergangenheit und im Berichtszeitraum – auch unter

geänderten Rahmenbedingungen – bislang einen hohen Versorgungssicherheitsstandard gewährleistet, so dass die Versorgung mit Gas in Deutschland bisher stets gewährleistet war.

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.

Weitere Informationen zur Gasversorgungssicherheit finden sich in den Berichten des Bundeswirtschaftsministeriums „Monitoring-Bericht nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit bei Erdgas“ (BMWi 2013a) und der Bundesnetzagentur „Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2012/13“.

8.7 Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus und zur Erhöhung der Netzstabilität

Der zügige Ausbau der erneuerbaren Energien, die sukzessive Abschaltung der verbleibenden Kernkraftwerke und der Bau konventioneller Kraftwerke an neuen Standorten erfordern zunehmend einen Stromtransport über weite Strecken und machen einen beschleunigten Netzausbau dringend erforderlich. Verschiedene Gründe haben den Netzausbau bisher verzögert. So haben sich beispielsweise die Planungs- und Genehmigungsverfahren von länderübergreifenden Leitungen unter anderem aufgrund der Zuständigkeit unterschiedlicher Behörden und der Anwendung unterschiedlicher Verfahrens- und Rechtsvorschriften bislang vielfach langwierig gestaltet. Um den notwendigen Netzausbau voranzubringen und die Stabilität des Stromnetzes zu gewährleisten, hat die Bundesregierung verschiedene Maßnahmen auf den Weg gebracht.

Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) und Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG)

Bereits 2011 hat die Bundesregierung mit dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) und der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) die Ermittlung des Netzausbaubedarfs auf Übertragungsnetzebene und die Planung der konkreten Vorhaben auf eine neue Basis gestellt. Die Übertragungsnetzbetreiber erarbeiten jährlich gemeinsam einen Szenariorahmen, der die Randbedingungen künftiger Netznutzungssituationen beschreibt. Nach öffentlicher Konsultation prüft die Bundesnetzagentur die Szenarien, verändert diese nötigenfalls und genehmigt den Szenariorahmen. Auf Basis des Szenariorahmens berechnen die Übertragungsnetzbetreiber jedes Jahr den Ausbaubedarf ihrer Netze und fassen die Ergebnisse in einem Netzentwicklungsplan (NEP) zusammen. Dieser enthält die Maßnahmen zum Ausbau und zur Modernisierung des Übertragungsnetzes, die in den nächsten zehn Jahren für einen sicheren Netzbetrieb als erforderlich angesehen werden. Nach einer öffentlichen Konsultation hat die Bundesnetzagentur im November 2012 erstmals den Netzentwicklungsplan Strom (NEP 2012) mit rund 2.900 km an Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen in bestehenden Trassen und rund 2.800 km an Neubautrassen bestätigt und der Bundesregierung als Entwurf für einen Bundesbedarfsplan übermittelt. Mindestens alle drei Jahre wird der bestätigte Netzentwicklungsplan zusammen mit dem zugehörigen Umweltbericht dem Gesetzgeber übergeben, der auf dieser Grundlage im parlamentarischen Verfahren das Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG) erlässt. So werden für die als vordringlich zu realisierenden Vorhaben auf Übertragungsnetzebene die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf per Gesetz festgeschrieben und eine Beschleunigung der Planungs- und Genehmigungsverfahren bewirkt.

Das NABEG enthält die Grundlagen für die beschleunigten Planungs- und Genehmigungsverfahren. Insbesondere wird in diesem Gesetz der Bundesnetzagentur die Zuständigkeit für die Verfahrensdurchführung übertragen. Für die im Bundesbedarfsplangesetz als grenzüberschreitend oder länderübergreifend gekennzeichneten Vorhaben legt die Bundesnetzagentur in der Bundesfachplanung die Trassenkorridore fest. Die Durchführung der anschließenden Planfeststellungsverfahren für diese Vorhaben wurde mit der im Juli 2013 in Kraft getretenen Planfeststellungszuweisungsverordnung ebenfalls auf die Bundesnetzagentur übertragen.

Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG)

Im Bundesbedarfsplangesetz wird festgelegt, welche Ausbauprojekte im Übertragungsnetz energiewirtschaftlich notwendig und von vordringlichem Bedarf sind. Für den Ausbau des Übertragungsnetzes stellt der Bundesbedarfsplan auch in Zukunft das zentrale Instrument dar. Das erste Bundesbedarfsplangesetz ist im Juli 2013 in Kraft getreten. Das Gesetz dient der Beschleunigung der Planungs- und Genehmigungsverfahren für den notwendigen Netzausbau. Die Projekte des Bundesbedarfsplans sind in der Abbildung 8.8 eingetragen. Nähere Informationen können der Internetseite der Bundesnetzagentur www.netzausbau.de entnommen werden.

Vorhaben nach dem Energieleitungsausbau-Gesetz (EnLAG)

Bereits im Jahr 2009 wurde mit dem Energieleitungsausbau-Gesetz der vordringliche Bedarf für 1.876 km neuer Höchstspannungsleitungen festgestellt (siehe Abbildung 8.9). Im Jahr 2013 wurden 54 Kilometer der im EnLAG vorgesehenen Höchstspannungsleitungen fertiggestellt. Insgesamt sind damit 322 Kilometer, und somit siebzehn Prozent der erforderlichen Leitungskilometer, realisiert worden. Die Übertragungsnetzbetreiber rechnen mit einer Fertigstellung von bis zu 50 Prozent der EnLAG-Projekte bis 2016. Für die sichere Stromversorgung Süddeutschlands ist vor allem die Realisierung der „Thüringer Strombrücke“ von Bedeutung, die den lokalen Erzeugungsrückgang durch die Abschaltung des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld im Jahr 2015 auffangen soll.

Abbildung 8.8: Bundesbedarfsplan-Projekte

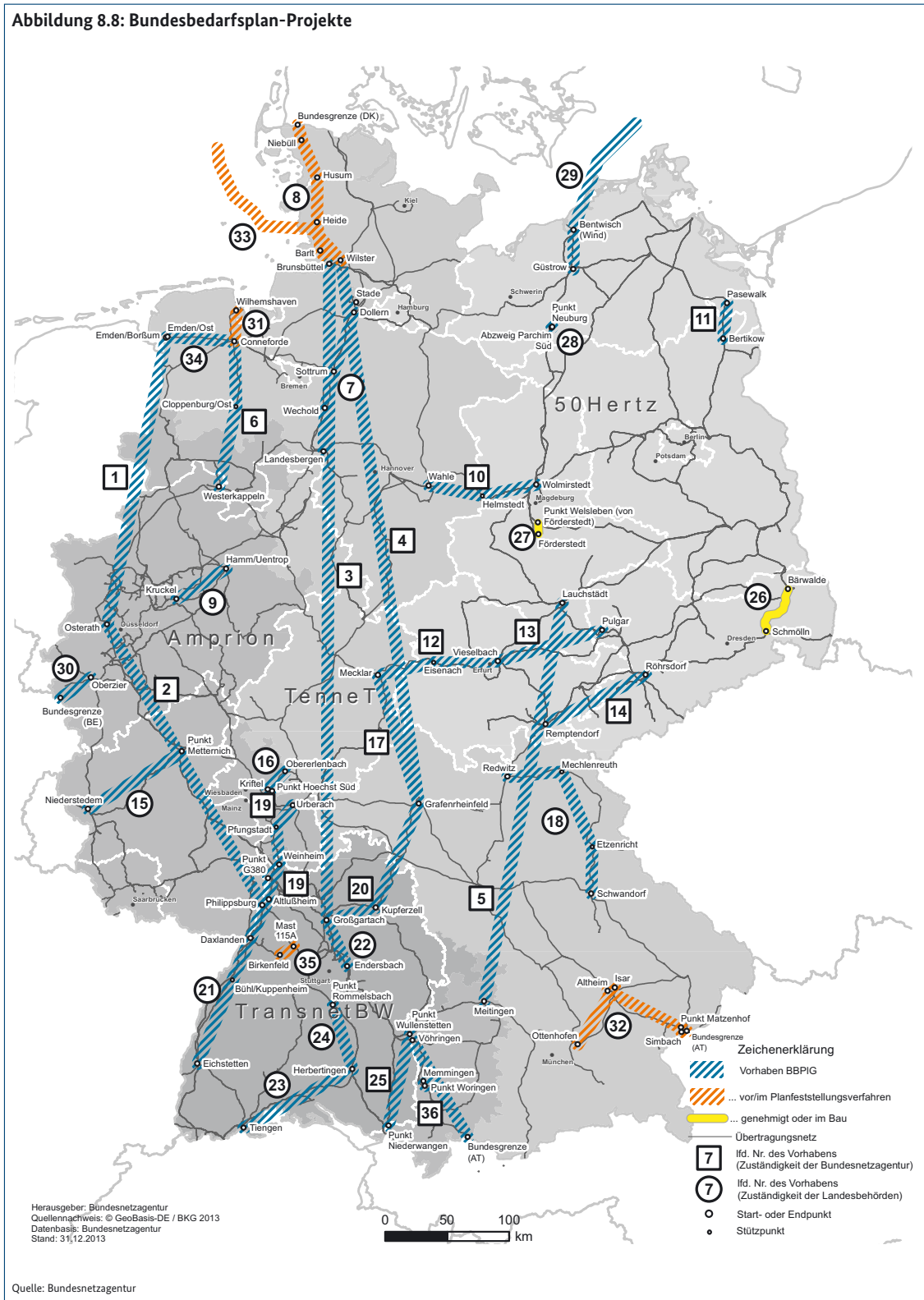
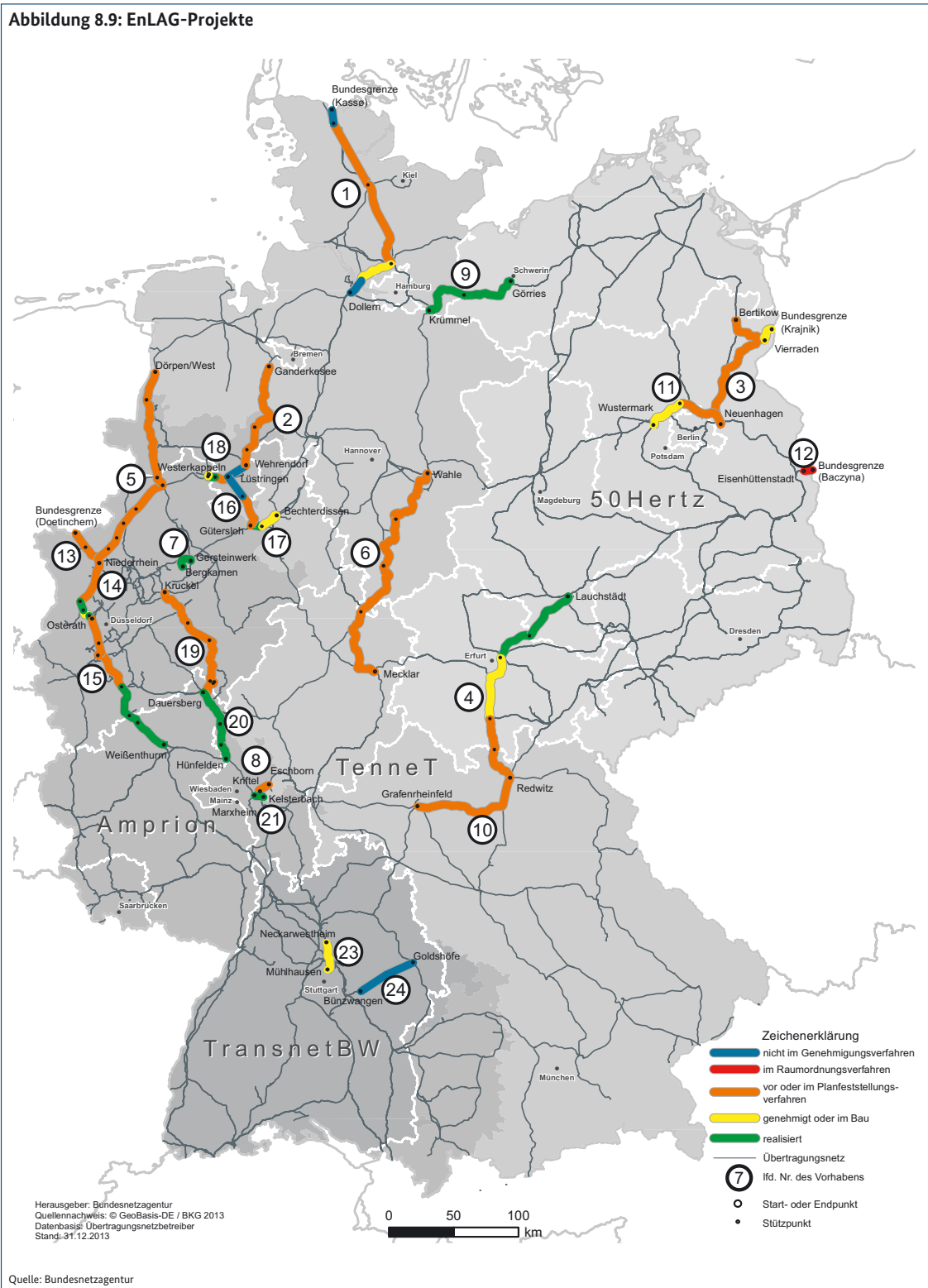


Abbildung 8.9: EnLAG-Projekte



Novellen der Anreizregulierungsverordnung

Mit den Novellen der Anreizregulierungsverordnung wurde der Investitionsrahmen für den Netzausbau auf Hoch- und Höchstspannungsebene verbessert. Der bisherige Zeitverzug von zwei Jahren, mit dem die erheblichen Investitionskosten refinanziert werden konnten, wurde für große Investitionsvorhaben beseitigt. Solche Kosten können nunmehr unmittelbar in der Kalkulation berücksichtigt und über die Netzentgelte refinanziert werden. Durch die beschleunigte Refinanzierung der Investitionen in die Übertragungsnetze werden Netzinvestitionen attraktiver und somit auch der Netzausbau beschleunigt.

Die Bundesregierung wird die Rahmenbedingungen für die Verteilernetze investitionsfreundlich ausgestalten, damit Investitionen zeitnah refinanziert werden können. Die Plattform „Zukunftsfähige Energienetze“ des Bundeswirtschaftsministeriums befasst sich intensiv mit dieser Frage und wird entsprechende Empfehlungen aussprechen.

Netzanbindung von Offshore-Windparks

Im Frühjahr 2013 wurde der erste Bundesfachplan Offshore für die Ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ) der Nordsee veröffentlicht. In diesem Plan sind die innerhalb der deutschen AWZ in der Nordsee zu errichtenden Offshore-Windparks identifiziert, die für Sammelanbindungen geeignet sind, und es werden Trassenkorridore für Anbindungsleitungen und Standorte von Konverter-Stationen räumlich festgelegt. Dieser Plan wird getrennt für Nord- und Ostsee vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) in Hamburg aufgestellt. Der Bundesfachplan Offshore für die deutsche AWZ der Ostsee wird derzeit vom BSH erstellt.

Anfang 2014 hat die Bundesnetzagentur den ersten „Offshore Netzentwicklungsplan“ genehmigt, der die erforderlichen Anbindungsleitungen für Offshore-Windenergieanlagen bis zum Anschlusspunkt an Land enthält. Dieser Plan enthält ebenfalls einen Zeitplan, wann mit dem Bau der Offshore-Anbindungsleitungen begonnen werden soll. Der Offshore Netzentwicklungsplan bildet zukünftig die Basis für die Planungen des Ausbaus von Offshore-Windenergieanlagen und der zugehörigen Netzanbindung. Die im Koalitionsvertrag vorgesehene Anpassung der Offshore-Ausbauziele auf 6,5 GW in 2020 und 15 GW in 2030 wird bei der Fortschreibung des Offshore-Netzentwicklungsplans berücksichtigt werden.

Bürgerdividende

Aufgrund der hohen Dringlichkeit des Netzausbaus für das Gelingen der Energiewende ist eine breite Akzeptanz der Bevölkerung notwendig. Neben frühzeitiger und intensiver Konsultation der Vorhaben kann dazu auch eine finanziell attraktive Beteiligung von betroffenen Bürgerinnen und Bürgern an der Wertschöpfung sowie eine Überprüfung der derzeitigen Entschädigungspraxis beitragen.

Im Juli 2013 haben sich Bundeswirtschaftsministerium und Bundesumweltministerium mit den vier Übertragungsnetzbetreibern 50Hertz, Amprion, Tennet und TransnetBW auf Eckpunkte für Investitionen von Bürgerinnen und Bürgern in die Übertragungsnetze verständigt. Vom Netzausbau betroffene Bürgerinnen und Bürger sollen sich künftig finanziell am Leitungsbau auf der gesamten Übertragungsnetzebene beteiligen können und für ihre Einlagen bis zu fünf Prozent Zinsen erhalten. Diese Bürgerdividende kann zu einem schnelleren Ausbau der Übertragungsnetze und zu einer breiteren Akzeptanz der Energiewende beitragen. Die Übertragungsnetzbetreiber entwickeln entsprechende Beteiligungsmodelle und benennen geeignete Ausbauprojekte. Für die Westküstentrasse in Schleswig-Holstein hat Tennet ein erstes Modellvorhaben zur Ausgestaltung einer Bürgerbeteiligung verwirklicht. Auch in anderen Bereichen der Energiewende beteiligen sich Bürger schon seit Langem. So werden Windparks und Photovoltaik-Anlagen in vielen Fällen von Bürgern finanziert, die an den Erlösen partizipieren.

Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV)

Der Übergang zu einem flexiblen Gesamtsystem mit hohen Anteilen fluktuierender Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien macht es erforderlich, dass perspektivisch auch die Nachfrageseite stärker in die Netzsteuerung einbezogen wird (so genanntes Lastmanagement). Im Dezember 2012 verabschiedete die Bundesregierung mit Zustimmung des Bundesrates die Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten, die der Systemstabilität dient. Die Netzbetreiber können in kritischen Situationen flexible industrielle Lasten vom Netz nehmen und so die Systemstabilität erhöhen. Die Übertragungsnetzbetreiber entwickeln zu diesem Zweck Einsatzschemata und schreiben dann die benötigte Leistung aus. Die Industrieanlagen, die sich an dem Ausschreibungsverfahren beteiligen, müssen technisch so ausgerüstet sein, dass sie entweder bei einer bestimmten Frequenzunterschreitung innerhalb einer Sekunde oder ferngesteuert innerhalb von 15 Minuten für wenige Stunden im Monat vom Netz gehen können. Die Anlagenbetreiber erhalten für die Bereitstellung abschaltbarer Leistung einen Leistungspreis in Höhe von 2500 Euro/MW und im Falle tatsächlicher Abschaltungen zusätzlich einen Arbeitspreis. Dessen Höhe wird durch die Ausschreibung ermittelt und beträgt mindestens 100 und höchstens 400 Euro/MWh. Die Finanzierung erfolgt über eine Umlage bei den Stromverbrauchern.

Die ersten Ausschreibungen für abschaltbare Lasten durch die Betreiber von Übertragungsnetzen erfolgten am 24. und 25. Juni 2013 für den Zeitraum Juli 2013. Kontrahiert wurden bisher 247 MW an sofort abschaltbaren und 593 MW an schnell abschaltbaren Lasten im Sinne der Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten. Monatlich aktualisierte Informationen zu den Ausschreibungen und den Ergebnissen sowie zu den Kosten werden von den Betreibern von Übertragungsnetzen auf der gemeinsamen Internetplattform www.regelleistung.net bereitgestellt.

Systemstabilitätsverordnung (SysStabV)

Die Netzfrequenz muss durch ein jederzeitiges Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch möglichst konstant auf 50 Hertz gehalten werden. Dabei ist es aus elektrotechnischen Gründen unvermeidlich, dass die Frequenz geringfügig um ihren Sollwert von 50 Hertz schwankt. Stärkere Abweichungen, zum Beispiel ein Anstieg auf über 50,2 Hertz, könnten nur im Falle einer Großstörung auftreten. Die Wechselrichter älterer Photovoltaikanlagen 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. Dies würde das Netz vor große Schwierigkeiten stellen.

Für die Lösung dieser sogenannten „50,2-Hertz-Problematik“ wurde am 20. Juli 2012 die Systemstabilitätsverordnung erlassen. Bestimmte Photovoltaik-Anlagen mit mehr als 10 kW Leistung erhalten nun im Rahmen eines Nachrüstprogramms neue Frequenzeinstellungen, um ein schlagartiges gleichzeitiges Abschalten aller Anlagen bei Überschreiten der Frequenz von 50,2 Hertz zu vermeiden. Der Nachrüstungsprozess für betroffene Photovoltaik-Anlagen hat bereits begonnen. Die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen sind berechtigt, 50 Prozent der ihnen durch die Nachrüstung nach dieser Verordnung zusätzlich entstehenden jährlichen Kosten über die Netzentgelte geltend zu machen.

Forschungsförderung im Bereich der Stromnetze

Die Bundesregierung setzt im Rahmen ihres Energieforschungsprogramms die notwendigen Rahmenbedingungen, um durch Unterstützung von Forschung, Entwicklung und Demonstration Entwicklungsrisiken abzufedern und Innovationen zu beschleunigen.

Dazu gehören die Förderschwerpunkte „SystEEem: Integration erneuerbarer Energien und Regenerative Energieversorgungssysteme“ sowie „Netze für die Stromversorgung der Zukunft“, die Lösungen für den Umbau der Netze für hohe Anteile erneuerbarer Energien bzw. Innovationen im Gesamtsystem, von der Netzeinspeisung über den Transport und die Verteilung bis hin zur Nutzung der elektrischen Energie, adressieren.

Um die drängenden Fragen der künftigen Netzinfrastruktur zu beantworten, wurde die Plattform „Zukunftsfähige Energienetze“ gegründet. Hier erarbeiten alle Akteure des Netzausbaus – Bund, Länder, Kommunen, Wirtschafts- und Umweltverbände sowie die Wissenschaft – gemeinsam Handlungsempfehlungen an die Politik zu den Bereichen Netzausbau und Modernisierung der Stromnetze.

Wichtiger Bestandteil des 6. Energieforschungsprogramms der Bundesregierung ist die im Januar 2013 gestartete ressortübergreifende Förderinitiative „Zukunftsfähige Stromnetze“, für die 150 Millionen Euro bereitgestellt werden. Damit werden Synergien der Forschungsförderungen der einzelnen Bundesressorts genutzt und die Technologieentwicklung beschleunigt. Die Maßnahme zielt auf Projekte aus dem Bereich der Grundlagenforschung und der angewandten Forschung einschließlich Demonstrationsvorhaben, sowie der Aus- und Weiterbildung von jungen Wissenschaftlern. Im Fokus stehen Anwendungen auf den Gebieten

- intelligente Verteilernetze,
- Übertragungsnetze,
- Anbindung Offshore-Windenergie und
- relevante Schnittstellen.

9 Gebäude und Verkehr

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 erneuerbarer Energien zur Wärmenutzung vorangetrieben werden. Der Wärmemarkt ist daher mitentscheidend für eine erfolgreiche Energiewende. Seine Umgestaltung ist ein langfristiger Prozess.

Der Endenergieverbrauch im Verkehrssektor ist im Jahr 2012 um 0,6 Prozent niedriger als im Zielbezugsjahr 2005. Gleichzeitig ist die Personen- bzw. Güterverkehrsleistung seit dem Jahr 2005 um rund 4 bzw. 9 Prozent gestiegen. Seit dem Jahr 1990 ist der spezifische Endenergieverbrauch im Sektor Verkehr (bezogen auf die Verkehrsleistung im Personen- und Güterverkehr) um durchschnittlich 2,9 Prozent pro Jahr zurückgegangen.

9.1 Gebäude

Die Ziele des Energiekonzepts für den Gebäudesektor werden auf Grundlage des Primärenergiebedarfs (2050) und der Endenergie für Wärme (2020) beschrieben. Dafür sind die Sanierungsaktivitäten deutlich zu erhöhen („Sanierungsrate“). Im Gebäudebereich sind sowohl die Energieeffizienz als auch der Einsatz erneuerbarer Energien deutlich zu steigern.

Nachfolgend werden diese Indikatoren sowie die Trendentwicklungen für Gebäudenutzflächen und Bauinvestitionen dargestellt.

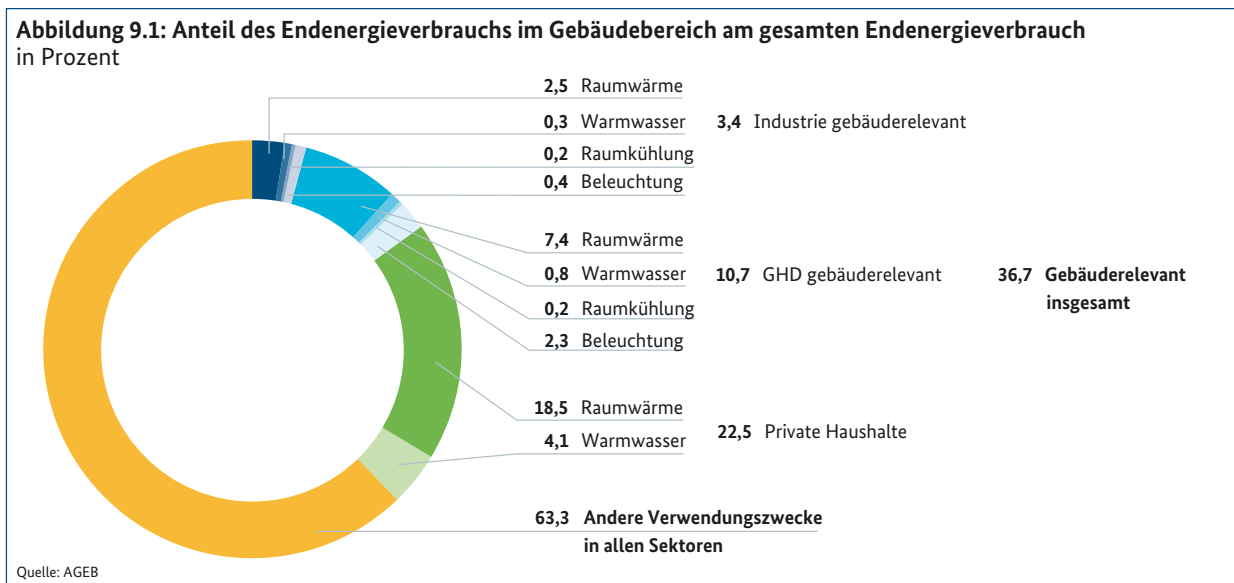
9.1.1 Grundlegende Entwicklung und Struktur des Energieverbrauchs im Gebäudesektor

Im Gebäudesektor werden die gebäudespezifischen Anteile der Endenergieverbräuche aus den Sektoren Private Haushalte, Gewerbe/Handel/Dienstleistung (GHD) sowie Industrie bilanziert, die

- in allen Gebäuden aus der Bereitstellung für Raumwärme, Warmwasserbereitung, Lüftung und Raumkühlung sowie
- zusätzlich in Nichtwohngebäuden aus Stromverbräuchen für die (fest installierte) Beleuchtung

resultieren. Nicht berücksichtigt werden hingegen Geräte, die nicht dem Zwecke der Konditionierung des Gebäudes dienen, wie z. B. Haushaltsgeräte und Computer.

Ein erheblicher Anteil des Endenergieverbrauchs in Deutschland entfällt auf den Gebäudesektor (siehe Abbildung 9.1). Auf den Endenergieverbrauch für Raumwärme und -kühlung sowie Warmwasserbereitung entfallen im Jahr 2012 34,0 Prozent des Endenergieverbrauchs (28,8 Prozent für Raumwärme und -kühlung, 5,2 Prozent für die Warmwasserbereitung). Zählt man entsprechend der Definition des Energieeinsparrechts die Verbräuche für die (fest installierte) Beleuchtung in Nichtwohngebäuden hinzu, erreicht der gebäudebezogene Endenergieverbrauch einen Anteil von knapp 36,7 Prozent. Dem Gebäudebestand insgesamt kommt daher eine Schlüsselrolle zur Umsetzung der langfristigen energie- und klimapolitischen Strategie zu. Der Endenergieverbrauch der Privaten Haushalte steht mit einem Anteil von über 60 Prozent am gebäudebezogenen Energieverbrauch besonders im Fokus. Auf den Verbrauch des Gewerbe- und Dienstleistungssektors entfallen knapp 29 Prozent und auf den Verbrauch des Sektors Industrie weitere knapp 11 Prozent des gebäuderelevanten Endenergieverbrauchs.

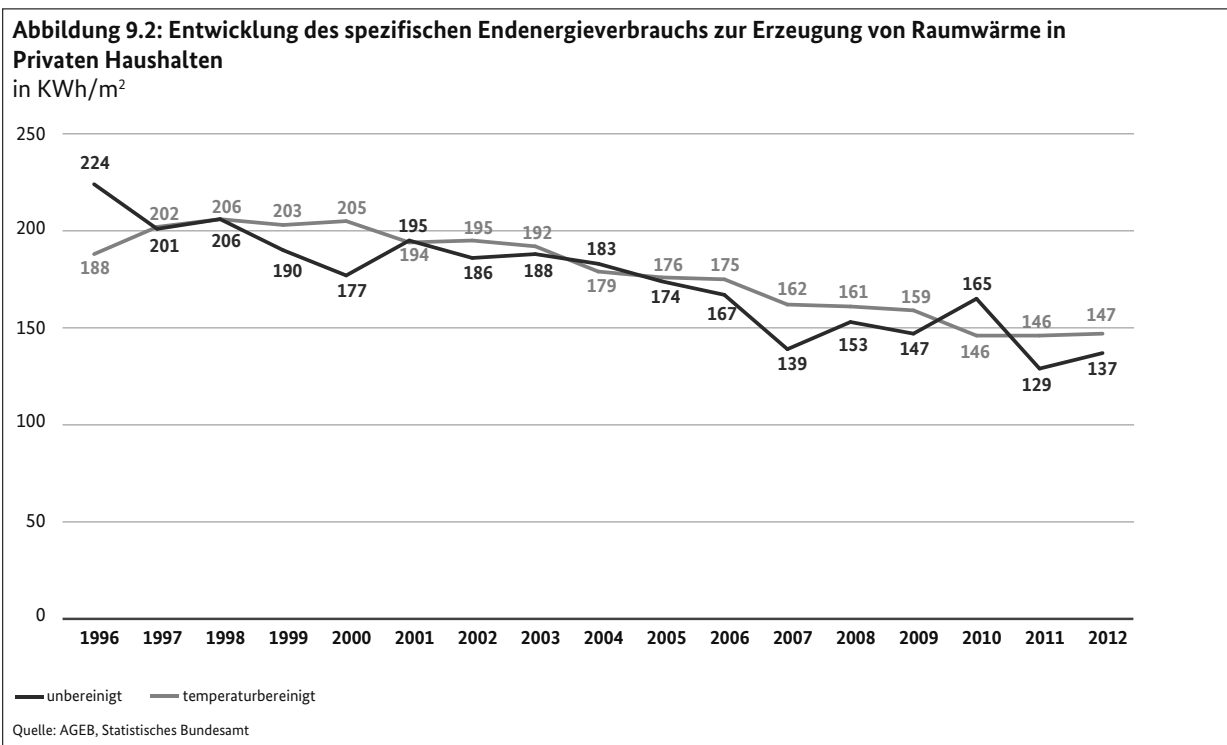


Der gebäuderelevante Endenergieverbrauch der Privaten Haushalte betrug im Vorjahr 2011 1.940 PJ (Raumwärme und Warmwasserbereitung). Berücksichtigt man zusätzlich den gebäuderelevanten Endenergieverbrauch im Industrie- und GHD-Sektor (Raumwärme, Warmwasserbereitung, Raumkühlung, Beleuchtung) ergeben sich 3.151 PJ. 2012 betragen die Zahlen 2.035 PJ und 3.305 PJ (AGEB).

Gleichzeitig ist in den letzten zehn Jahren die Wohnfläche deutlich angestiegen und hat damit die Fortschritte bei der Senkung des Energieverbrauchs gedämpft (siehe Kapitel 9.1.4). Die Energieeffizienzsteigerung im Gebäudebereich wird daher besonders deutlich, wenn der gebäuderelevante Endenergieverbrauch zur bewohnten Wohnfläche in Bezug gesetzt wird. Der gebäudebezogene Endenergieverbrauch der Privaten Haushalte für Raumwärme bezogen auf die Wohnfläche beträgt 136,8 Kilowattstunden pro Quadratmeter (kWh/m²).

Mit dem statistischen Verfahren der Temperaturbereinigung der AGEB wird die Auswirkung der Temperaturschwankungen auf die Raumwärme herausgerechnet. Danach beträgt der Endenergieverbrauch der Privaten Haushalte für Raumwärme im Jahr 2012 1.785 PJ und ist um rund ein Prozent höher als im Vorjahr.

Unter Berücksichtigung der Temperaturbereinigung ergibt sich im Jahr 2012 ein spezifischer Endenergieverbrauch der Privaten Haushalte für Raumwärme von rund 146,7 kWh/m² (siehe Abbildung 9.2). Somit liegt der temperaturbereinigte spezifische Energieverbrauch der Beheizung rund 25 Prozent niedriger als noch zehn Jahre zuvor (1996: 188,2 kWh/m², 2002: 194,7 kWh/m²).



9.1.2 Primärenergiebedarf

Es ist ein zentrales Ziel des Energiekonzepts, den Wärmebedarf des Gebäudebestandes langfristig mit dem Ziel zu senken, bis 2050 nahezu einen klimaneutralen Gebäudebestand zu haben. Klimaneutral heißt, dass die Gebäude nur noch einen sehr geringen Energiebedarf aufweisen und der verbleibende Energiebedarf überwiegend durch erneuerbare Energien gedeckt wird. Bis 2020 wollen wir eine Reduzierung des Endenergiebedarfs für Wärme um 20 Prozent erreichen. Darüber hinaus streben wir bis 2050 eine Minderung des Primärenergiebedarfs in der Größenordnung von 80 Prozent an.

Um die genannten Ziele zu erreichen, bedarf es eines möglichst technologieoffenen Ansatzes durch eine sinnvolle Kombination aus Effizienzsteigerung und dem vermehrten Einsatz erneuerbarer Energien. Eine sachgerechte Ausweisung des Primärenergiebedarfs in Gebäuden im Zeitverlauf ist für den Fortschrittsbericht 2014 vorgesehen.

9.1.3 Endenergiebedarf für Wärme

Zur für den Gebäudebetrieb benötigten Endenergie gehören die Summe der Wärmeverluste über die Gebäudehülle (Wände, Fenster, Dach, Keller, Lüftung etc.) sowie der Energieeinsatz für die Anlagentechnik (Leitungs-, Speicher-,

Übergabe- und Erzeugungsverluste etc.). Die Wärmeenergie ist entsprechend die Energiemenge, die ein Wärmeerzeuger (Heizung und Warmwasser) für so genannte Nutzwärme im Gebäudebetrieb bereitstellen muss.

Beim Ziel des Energiekonzepts, den Wärmebedarf zu reduzieren, werden neben der Minderung der Energieverluste über die Gebäudehülle auch solche Maßnahmen angerechnet, die zu Effizienzsteigerungen an der Anlagentechnik führen.

Um alle Anteile dieser Versorgungskette erfassen zu können, wird für den Nachweis des „Wärmebedarfs“ (Wortlaut Energiekonzept) die „Endenergie für Wärmebereitstellung“ als Nachweisgröße verwendet.

Als gebäuderelevante Endenergieverbräuche für Wärme werden gemäß der Definition im Energieeinsparrecht – und damit im Gebäudeenergieausweis – die Verbräuche für Raumwärme, Kälte und Warmwasser ausgewiesen. Prozessenergie wird nicht bilanziert. Die Verbrauchsentwicklungen seit 1990 nach Sektoren sind Abbildung 4.3 in Kapitel 4.2 zu entnehmen.

9.1.4 Flächenentwicklung

Die Flächenentwicklung von Gebäuden ist kein Kriterium des Energiekonzepts der Bundesregierung. Trotzdem soll dieser Kennwert wegen seiner Bedeutung nachrichtlich ausgewiesen werden.

In Tabelle 9.1 ist die Wohnflächenentwicklung nach Angaben des Statistischen Bundesamtes dargestellt. Die Entwicklung des spezifischen Endenergieverbrauchs der Haushalte wird auf die tatsächlich bewohnte Wohnfläche bezogen. Entsprechend werden in Tabelle 9.1 die Quotienten aus dem Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser der Privaten Haushalte zur Wohnfläche ausgewiesen.

Tabelle 9.1: Wohnflächenentwicklung und spezifische Endenergieverbräuche (Raumwärme und Warmwasser) der Privaten Haushalte

Jahr	Bewohnte Wohnfläche		Endenergie für Raumwärme und Warmwasser in Privaten Haushalten (nicht temperaturbereinigt)	Spezifischer Endenergieverbrauch der Privaten Haushalte für Raumwärme und Warmwasser (nicht temperaturbereinigt)
	Mrd. m ²	Zuwachs jeweils gegenüber dem Vorjahr in Prozent	TWh	kWh/m ² a
1996	2,933		747	255
1997	2,971	1,28	685	231
1998	3,008	1,27	707	235
1999	3,050	1,38	666	218
2000	3,091	1,36	628	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	536	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	160
2012	3,381	0,67	565	167

Quelle: AGEB, Statistisches Bundesamt

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 gebäudebezogenen Energiebedarfs steht insbesondere die Wohnfläche bewohnter Wohnungen im Vordergrund. Diese wird im Rahmen der laufenden Wirtschaftsrechnungen des Statistischen

Bundesamts jährlich erfasst. Demnach ist die bewohnte Wohnfläche von 2,93 Milliarden m² im Jahr 1996 durchschnittlich um jährlich rund 29 Millionen m² Wohnfläche (rund 1 Prozent) auf knapp 3,38 Milliarden m² im Jahr 2012 gestiegen.

Die Ergebnisse der Gebäude- und Wohnungszählung im Rahmen des Zensus 2011 haben allerdings gezeigt, dass der Wohnungsbestand ebenso wie die Wohnfläche in der amtlichen Statistik bisher unterschätzt wurde. Nach den im Mai 2013 veröffentlichten Ergebnissen des Zensus 2011 gibt es in Deutschland 3,70 Milliarden Quadratmeter Wohnfläche, davon entfallen 3,53 Milliarden Quadratmeter auf bewohnte Wohnungen. Demnach wird man bis zum Fortschrittsbericht bewerten müssen, ob bzw. wie sehr die bisherigen statistischen Daten zum spezifischen Raumwärmebedarf je Quadratmeter Wohnfläche den tatsächlichen Energieverbrauch etwas übersteigen.

Für Nichtwohngebäude gibt es in der amtlichen Statistik keine zum Wohnungsbestand vergleichbare verlässliche Zahlenbasis zur Anzahl der Gebäude und der Nutzfläche. Die absolute Zahl der im Rahmen von Gewerbe, Handel und Dienstleistung (GHD) genutzten Büro- und Laden-/Verkaufsgebäude wird derzeit auf 1,5 Millionen Gebäude geschätzt (Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland, Forschungsprojekt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie). Hinzu kommen weitere etwa 1,5 Millionen Werkstattgebäude, Lager-/Garagengebäude sowie sonstige von GHD genutzte Gebäude ohne Wohnnutzung. Um die Datengrundlage zu verbessern, hat das Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung ein Forschungsvorhaben vergeben, das verlässlichere Zahlen auch zu den Nutzflächen ermitteln soll.

9.1.5 Investitionen in den Gebäudesektor

Das Bauvolumen stellte sich nach Tabelle 9.2 in den Jahren 2010 bis 2012 wie folgt dar:

Tabelle 9.2: Bauvolumen nach Baubereichen

Milliarden Euro	2010	2011	2012
Wohnungsbau	151,8	164,8	171,5
davon Neubauvolumen	33,0	41,0	44,3
davon energetische Anteile			
davon bestehende Gebäude	118,9	123,8	127,1
davon energetische Sanierungsanteile	38,6	38,8	37,1
Nichtwohnungsbau	83,0	88,1	86,5
davon Neubauvolumen	27,3	30,4	29,2
davon energetische Anteile			
davon bestehende Gebäude	55,6	57,7	57,3
davon energetische Sanierungsanteile	14,2	15,2	15,1

Quelle: DIW, BMVBS

Im Jahr 2012 flossen 171,5 Milliarden Euro in den Wohnungsbau, davon wurden 44,3 Milliarden Euro (26 Prozent) für Neubauten und 127,1 Milliarden Euro (74 Prozent) für den Gebäudebestand verwendet. Die energetisch relevanten Kosten der Sanierungen werden auf 37,1 Milliarden Euro geschätzt, was einem Anteil von etwa 29 Prozent der gesamten Sanierungskosten entspricht.

Im Nichtwohnungsbau wurden im Jahr 2012 insgesamt 86,5 Milliarden Euro investiert. Der Anteil des Neubaus beträgt 29,2 Milliarden Euro (34 Prozent) und im Gebäudebestand 57,3 Milliarden Euro (66 Prozent). Die energetisch relevanten Kosten werden auf 15,1 Milliarden Euro prognostiziert, was einem Anteil von etwa 26 Prozent der gesamten Sanierungskosten im Gebäudebestand des Nichtwohnungsbaus entspricht.

9.1.6 Sanierung des Gebäudebestands

Das Energiekonzept stellt fest, dass zur Erreichung der gesetzten Ziele der Energieverbrauch durch energetische Sanierungen stärker gesenkt werden muss. Dafür ist eine Verdoppelung der energetischen „Sanierungsrate“, also die Qualität (Tiefe) und Quantität (Umfang und Anzahl) von Sanierungen, von jährlich etwa 1 Prozent auf 2 Prozent erforderlich, um bis 2050 einen nahezu klimaneutralen Gebäudebestand zu erhalten. Das Energiekonzept fokussiert auf die energetischen bzw. Klimaschutzbezogenen Ziele und nur als Folge daraus, im Zuge der Umsetzung, wird die Erhöhung der Sanierungsintensität gesehen.

Für die „Sanierungsrate“ gibt es derzeit keine abgestimmte Definition. Sanierungsmaßnahmen sind oftmals kleinteilig, von unterschiedlicher energetischer Qualität und auf unterschiedliche Vergleichsgrößen bezogen, z. B. auf die Gebäudehülle oder die Anlagentechnik. Eine Zusammenfassung zu einem Mittelwert kann daher – wenn überhaupt – nur als sehr grober Anhaltswert dienen und ist nur bedingt belastbar in seiner Aussagekraft.

Energetische Gebäudesanierungen sind deutlich kosteneffizienter durchzuführen, wenn die energetischen Sanierungsmaßnahmen im Rahmen einer umfassenden Sanierung erfolgen (siehe Mitteilung der Regierung der Bundesrepublik Deutschland an die Kommission der Europäischen Union vom 15. August 2013: Bericht über die Berechnung des „Kostenoptimalen Niveaus von Mindestanforderungen an die Gesamtenergieeffizienz“ gemäß Artikel 5 Absatz 2 und 3 Gebäuderichtlinie 2010/31/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 4. Januar 2010 über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden). Im Durchschnitt werden Gebäude aber nur alle 40 Jahre umfassend saniert. Zur Zielerreichung eines „nahezu klimaneutralen Gebäudebestands“ in 2050 sollten daher bereits heute anstehende umfangreiche Sanierungen zum Anlass genommen werden, um Gebäude möglichst auf ein „nahezu klimaneutrales“ Niveau zu bringen. Dies wäre aus Gründen der Kosteneffizienz bei derzeitiger Technologie die günstigste Variante. Allerdings sind energetische Sanierungen auf einem Niveau, das aus heutiger Sicht als nahezu klimaneutral anzunehmen ist (KfW-Effizienzhäuser 55 oder besser), ohne Förderung unwirtschaftlich.

Die Bundesregierung wird einen geeigneten Indikator für die Sanierungsintensitäten erarbeiten und hiermit den Fortschritt auf dem Weg zur Zielerreichung im Fortschrittsbericht dokumentieren.

9.1.7 Maßnahmen im Gebäudesektor

Im Gebäudebereich besteht großes Potential für Effizienzsteigerungen, das allerdings in der Regel mit hohen jährlichen Investitionen verbunden ist.

Novelle der Energieeinsparverordnung (EnEV)

Die Energieeinsparverordnung (EnEV) stellt Mindestanforderungen an die energetische Qualität der Gebäudehülle und der Anlagentechnik bei Neubauten und bei größeren Sanierungen von bestehenden Gebäuden. Mit der Novellierung im Jahre 2009 wurden die energetischen Mindestanforderungen um durchschnittlich 30 Prozent verschärft.

Ebenfalls seit 2009 kann die Nutzungspflicht nach dem Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG, siehe Kapitel 6.8.2) auch ersatzweise durch die Nutzung von Abwärme, Kraft-Wärme-Kopplung und Energieeinsparmaßnahmen (15 Prozent besser als das Niveau der Energieeinsparverordnung) erfüllt werden. Kombinationen von erneuerbaren Energien untereinander sowie mit Ersatzmaßnahmen sind beliebig zulässig. Seit 1. Mai 2011 gilt dies auch für öffentliche Gebäude.

Am 16. Oktober 2013 hat der Bundestag eine weitere Novelle der EnEV mit den vom Bundesrat vorgesehenen Änderungen beschlossen (EnEV 2013). Kernelement der Novelle ist eine Anhebung der Effizienzanforderungen für Neubauten um einmalig 25 Prozent ab dem 1. Januar 2016. Bestandsgebäude sind von diesen Verschärfungen ausgenommen. Das geltende Anforderungsniveau für Neubauten wird so im Rahmen der Wirtschaftlichkeit unter Berücksichtigung der Belastungen für selbstnutzende Eigentümer, Vermieter und Mieter weiterentwickelt.

Zudem wird die Bedeutung des Energieausweises als Informationsinstrument für die Verbraucherinnen und Verbraucher weiterentwickelt. Es wurden Effizienzklassen für Gebäude in Energieausweisen und Immobilienanzeigen eingeführt, um die Transparenz auf dem Immobilienmarkt weiter zu verbessern. Zudem sollen ab dem Jahr 2015 so genannte Konstanttemperatur-Heizkessel (Standard-Heizkessel, die ihre Temperatur nicht, wie modernere, der gefragten Heizleistung anpassen) nach 30 Betriebsjahren stillgelegt werden. Von der Pflicht zur Außerbetriebnahme ausgenommen sind auch künftig bestimmte selbst genutzte Ein- und Zweifamilienhäuser.

Die Betroffenen haben bis 1. Mai 2014 Zeit, um sich auf die neuen Vorgaben der EnEV einzustellen.

Nach dem im Juli 2013 geänderten Energieeinsparungsgesetz dürfen Neubauten, die nach dem 31. Dezember 2020 errichtet werden, nur noch als so genannte Niedrigstenergiegebäude errichtet werden. Für Neubauten von Behörden gilt dies bereits ab dem 1. Januar 2019. Damit wird die 2010 novellierte EU-Gebäude-Richtlinie umgesetzt. Ein „Niedrigstenergiegebäude“ ist gemäß Definition der EU-Gebäude-Richtlinie ein Gebäude, „das eine sehr hohe bestimmte Gesamtenergieeffizienz aufweist. Der fast bei Null liegende oder sehr geringe Energiebedarf sollte zu einem ganz wesentlichen Teil durch Energie aus erneuerbaren Quellen – einschließlich Energie aus erneuerbaren Quellen, die am Standort oder in der Nähe erzeugt wird – gedeckt werden.“

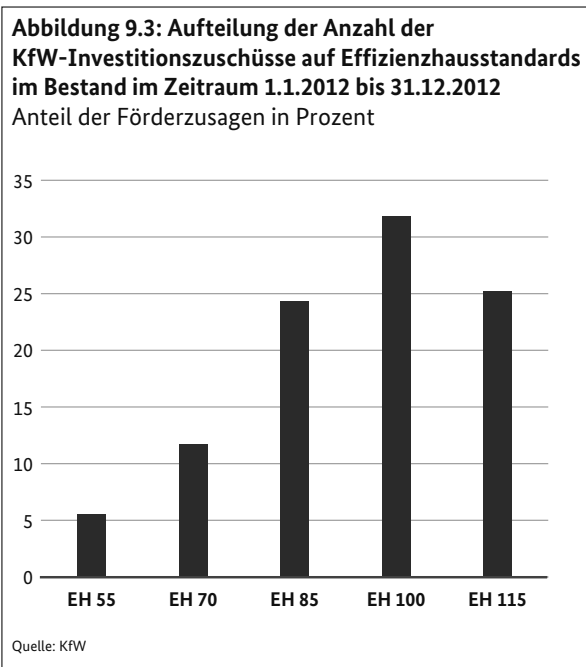
Marktanreizprogramm (MAP)

Das Marktanreizprogramm (MAP) fördert Anlagen für Heizung, Warmwasserbereitung und zur Bereitstellung von Kälte oder Prozesswärme aus erneuerbaren Energien. Gefördert werden Solarkollektoren, Biomassekessel und effiziente Wärmepumpen vorwiegend für den Einsatz in Ein- und Zweifamilienhäusern (sog. „BAFA-Teil“). Darüber hi-

naus werden im KfW-Programm „Erneuerbare Energien Premium“ größere Anlagen zur Erzeugung von Wärme und Kälte aus Tiefengeothermie, Biomasse, großen Solarkollektoren sowie Nahwärmenetze und Speicher, die aus erneuerbaren Energien gespeist werden, gefördert. Für diese Anlagen werden zinsgünstige Darlehen und Tilgungszuschüsse gewährt.

Förderprogramme des Bundes zur Gebäudesanierung

Die im Rahmen des **CO₂-Gebäudesanierungsprogramms** aufgelegten KfW-Förderprogramme zum energieeffizienten Bauen und 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) prozentual überschreiten. Für Neubauten gibt es die Förderstufen EH 70, 55 und 40. Für Bestandsgebäude gelten die Förderstufen EH 115, 100, 85, 70 und 55. 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 2012 1,5 Milliarden Euro aus dem Energie- und Klimafonds bereitgestellt.



Derzeit fließen die Fördermittel zumeist in die Bestandssanierung. Die Verteilung der umfassenden Maßnahmen nach Effizienzhaus Standards ergibt sich aus Abbildung 9.3. Mehr als 40 Prozent der geförderten Maßnahmen entsprechen dem KfW-Standard „Effizienzhaus 55, 70 und 85“. Gefördert werden außerdem energieeffiziente Einzelmaßnahmen, die einen Großteil der Förderung ausmachen. Die Anforderungen an Einzelmaßnahmen entsprechen denen eines Effizienzhauses 55 (nicht in Abbildung 9.3 enthalten). Bei Neubauten werden etwa 50 Prozent der errichteten Wohngebäude KfW-gefördert und damit nach einem besseren Standard errichtet, als die EnEV 2009 vorschreibt (ebenfalls nicht in Abbildung 9.3 enthalten).

Das KfW-Programm **Energetische Stadtsanierung** unterstützt die Erstellung und Umsetzung von integrierten Quartierskonzepten insbesondere zur Wärmeversorgung. Damit werden Anreize für mehr Energieeffizienz im kommunalen Bereich gesetzt. Mit den integrierten Quartierskonzepten werden umfassende Maßnahmen in die Energieeffizienz der Gebäude und der Infrastruktur angestoßen, u.a. um erneuerbaren Energien breitere Einsatzmöglichkeiten in innerstädtischen Altbauquartieren zu bieten, die Energieeffizienz der kommunalen Infrastruktur zu verbessern und weitere Investorengruppen in den Sanierungsprozess einzubeziehen. Die Förderung erfolgt über Zuschüsse und Zins vergünstigte Darlehen.

Zusammen mit der Nationalen Klimaschutzinitiative bietet das KfW-Programm **Energetische Stadtsanierung** einen umfassenden Ansatz zur Steigerung der Energieeffizienz in den Kommunen. Für das KfW-Programm „Energetische Stadtsanierung“ wurden 2012 50 Millionen Euro zur Verfügung gestellt. Daneben ist die Verfügbarkeit von qualitativ hochwertigen und unabhängigen Energieberatungen eine zentrale Voraussetzung dafür, dass wirtschaftlich und energetisch sinnvolle Maßnahmen zur Sanierung des Gebäudebestands umgesetzt werden.

An die Eigentümer von Häusern und Wohnungen richtet sich das Förderprogramm **Vor-Ort-Beratung**, bei dem ein unabhängiger und qualifizierter Energieberater ein Sanierungskonzept und zusätzlich einen Maßnahmenfahrplan erstellt, nach dem der Hauseigentümer die Sanierung auch in sinnvollen Einzelschritten durchführen kann.

Qualifizierte Energieberater und Fachleute für die Planung und Baubegleitung im CO₂-Gebäudesanierungsprogramm sowie die Vor-Ort-Beratung werden im Internetportal www.energie-effizienz-experten.de gelistet. Die dort eingetragenen Experten unterziehen sich einer Qualifikations- und Qualitätskontrolle.

Bundesweit wird in mittlerweile 650 Beratungsstellen der Verbraucherzentralen und kommunalen Stützpunkten rund ums Thema Energie beraten. Die Beratung wird von insgesamt 420 unabhängigen und kompetenten Energieexperten der Verbraucherzentralen durchgeführt. Seit Ende der siebziger Jahre unterstützt die Bundesregierung diese unabhängige Energieberatung Privater Haushalte. Sie wurde kontinuierlich ausgebaut. Gefördert durch die Bundesregierung organisiert der Verbraucherzentrale Bundesverband (vzbv) seit 2012 sogenannte „Energie-Checks“ in Form von Basis-, Gebäude- und Brennwertcheck. Für einkommensschwache Haushalte sind alle Angebote kostenlos.

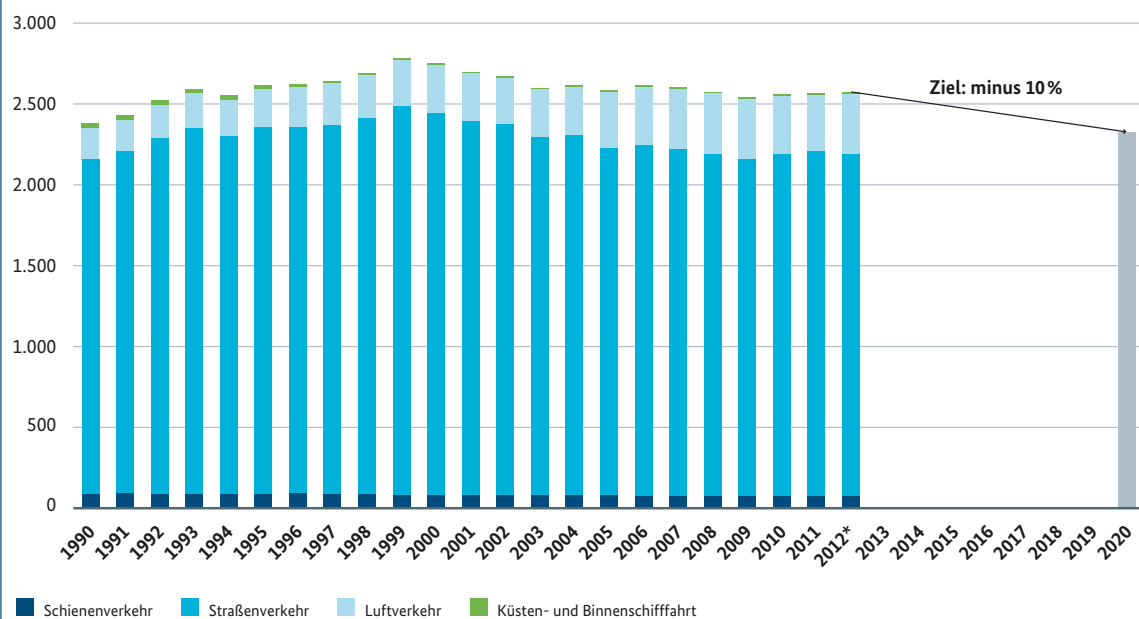
9.2 Verkehr

9.2.1 Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor

Im Energiekonzept der Bundesregierung wird erstmalig ein Sektorziel für die Energieeinsparung im Verkehrsbereich formuliert: So soll der Endenergieverbrauch bis 2020 um rund 10 Prozent und bis 2050 um rund 40 Prozent reduziert werden jeweils gegenüber 2005.

Entsprechend der nationalen Energiebilanz der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) wird der Energieverbrauch im Verkehr untergliedert in Schienenverkehr, Straßenverkehr, Luftverkehr sowie Küsten- und Binnenschifffahrt. Basis der nationalen Energiebilanz für den Verkehrssektor ist der Energieverbrauch für die unmittelbare Erstellung von 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 in der nationalen Energiebilanz inländische Absatzzahlen genutzt. Beim Verkehr dient der Energieeinsatz nahezu vollständig der Bereitstellung von mechanischer Energie zum Antrieb der Fahrzeuge (ca. 98 Prozent).

Abbildung 9.4: Entwicklung des Endenergieverbrauchs Verkehr in Petajoule (PJ)



Im Jahr 2005 – dem Bezugsjahr für die Zielformulierung – betrug der Endenergieverbrauch im Verkehrssektor 2.586 PJ. Für das Jahr 2012 weist die Statistik der AGEb 2.571 PJ aus, d. h. im Zeitraum 2005 bis 2012 ist der Endenergieverbrauch im Verkehr insgesamt um rund 0,6 Prozent gesunken (siehe Abbildung 9.4).

Der Rückgang des Endenergieverbrauchs seit 2005 bis zum Jahr 2012 beträgt bei der Straße knapp 2 Prozent und bei der Schiene 4,6 Prozent. Bei der Küsten- und Binnenschifffahrt erfolgte ein Anstieg von rund 2 Prozent. Im Luftverkehr ist der Endenergieverbrauch im Zeitraum 2005 bis 2012 um fast 8 Prozent gestiegen. Die AGEb ermittelt den Endenergieverbrauch für den Luftverkehr aus der Flugtreibstoffmenge, die in Deutschland getankt wurde, somit sind auch Anteile des internationalen Luftverkehrs enthalten. Die Betrachtung des Energieverbrauchs des rein nationalen Luftverkehrs zeigt, dass dieser im Zeitraum 2005 bis 2012 um rund 12 Prozent gesunken ist.

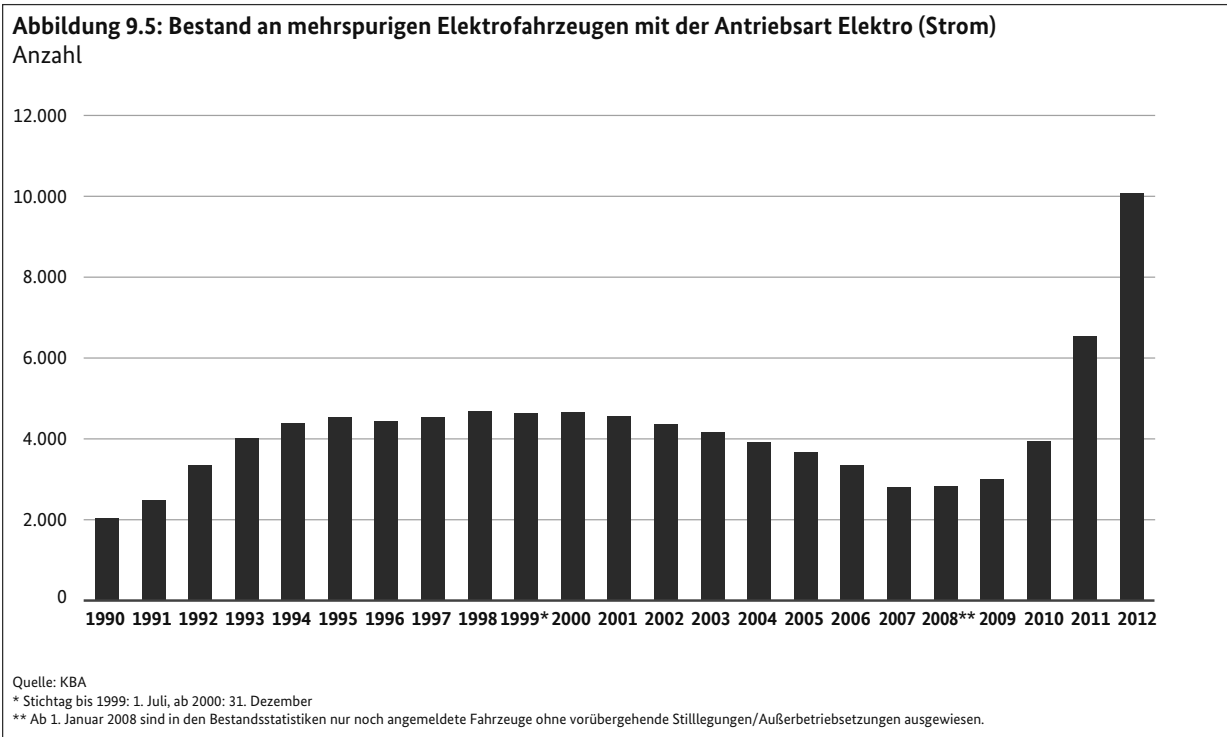
Die Entwicklung im Verkehrssektor für Deutschland seit 1990 zeigt, dass der Endenergieverbrauch für den Verkehr insgesamt seit dem Höchstwert im Jahr 1999 bis 2012 um rund 7,5 Prozent zurückgegangen ist, trotz steigender Personenverkehrsleistung um rund 7 Prozent sowie steigender Güterverkehrsleistungen um knapp 27 Prozent im gleichen Zeitraum. Ein Grund für den zurückgehenden Verbrauch bei zunehmender Verkehrsleistung ist die steigende Energieeffizienz im Verkehr. Im Zeitraum 1990 bis 2012 ist der spezifische Energieverbrauch im Personen- und Güterverkehr um durchschnittlich 2,9 Prozent pro Jahr zurückgegangen (AGEb).

Ausführungen zum Ausbau des Anteils erneuerbarer Energien im Verkehr finden sich in Kapitel 6.

9.2.2 Bestand an mehrspurigen Fahrzeugen mit Elektroantrieb (Batterie und Brennstoffzelle)

In Abbildung 9.5 ist der Bestand an mehrspurigen Fahrzeugen mit elektrischem Antrieb (direkt CO₂-Ausstoß von 0,0 g/km) von 1990 bis 2012 dargestellt. Zu den mehrspurigen Fahrzeugen mit Elektroantrieb zählen Pkw, Busse, Lkw, Zugmaschinen und sonstige Kfz (Feuerwehr, etc.).

Bis zum Jahr 2012 wurden Elektrofahrzeuge, die als Plug-In-Hybrid oder als Fahrzeuge mit Range-Extender ausgelegt sind, statistisch nicht erfasst. Diese werden nach Auffassung der Nationalen Plattform Elektromobilität jedoch das Gros der Neuzulassungen bis 2020 stellen.

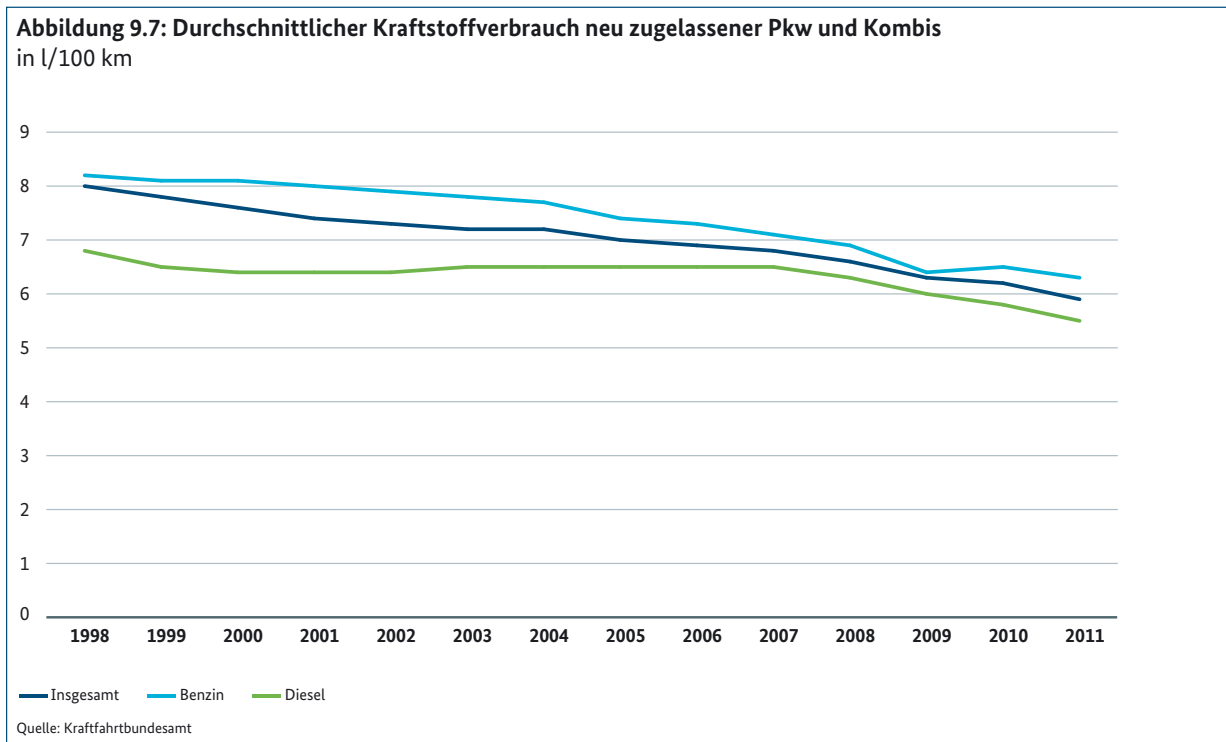


Zahlen zum Bestand an Kraftfahrzeugen mit Brennstoffzellen wurden beim Kraftfahrt-Bundesamt (KBA) erstmals zum 1. Januar 2009 ausgewiesen und sind in Abbildung 9.6 für die mehrspurigen Fahrzeuge dargestellt.



9.2.3 Entwicklung des durchschnittlichen Kraftstoffverbrauchs neu zugelassener Pkw/ Kombi

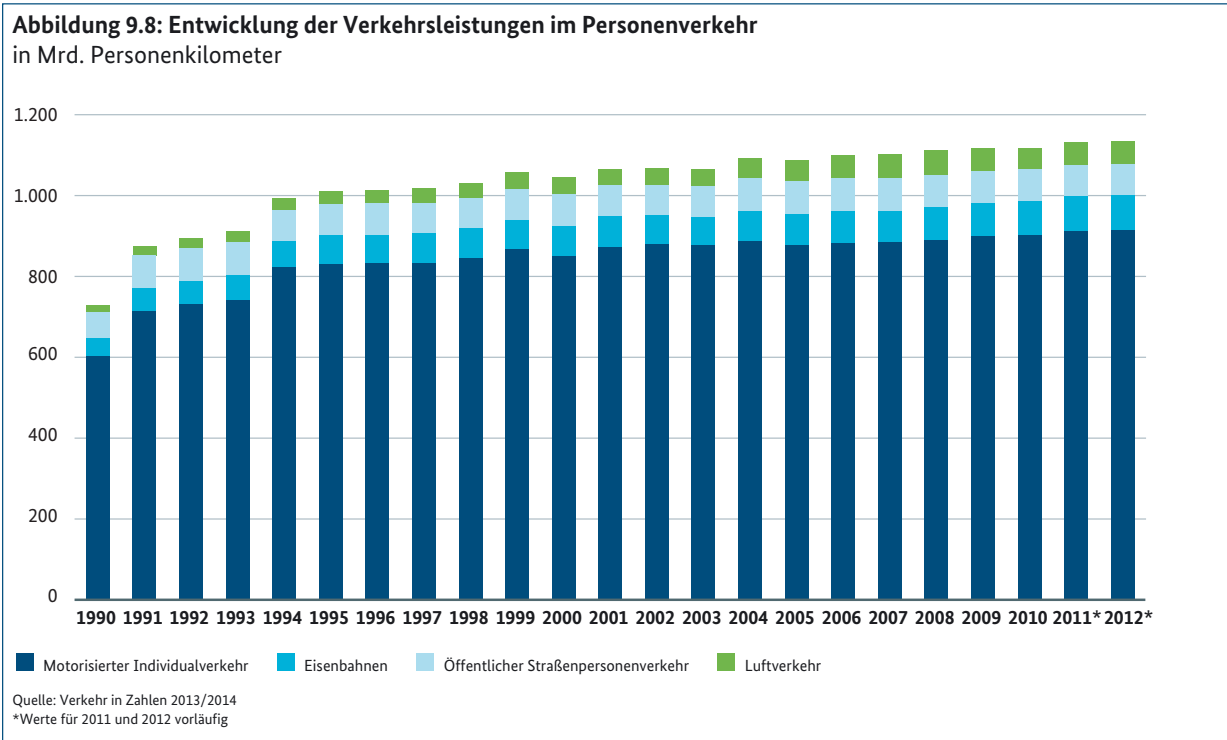
Zum durchschnittlichen Kraftstoffverbrauch von neu zugelassenen Pkw und Kombi liegen beim Kraftfahrt-Bundesamt (KBA) Daten für die Vergangenheit erst ab 1998 vor. Der durchschnittliche Kraftstoffverbrauch von neu zugelassenen Pkw und Kombi ist insgesamt von 8,0 l/100 km in 1998 auf 5,8 l/100 km in 2012 zurückgegangen (von 8,2 l/100 km auf 6,1 l/100 km bei Otto-Motoren und von 6,8 l/100 km auf 5,4 l/100 km bei Diesel-Motoren) (siehe Abbildung 9.7). Dies entspricht insgesamt einem Rückgang um rund 27 Prozent im Zeitraum 1998 bis 2012.



9.2.4 Entwicklung der Verkehrsleistung im Personen- und Güterverkehr

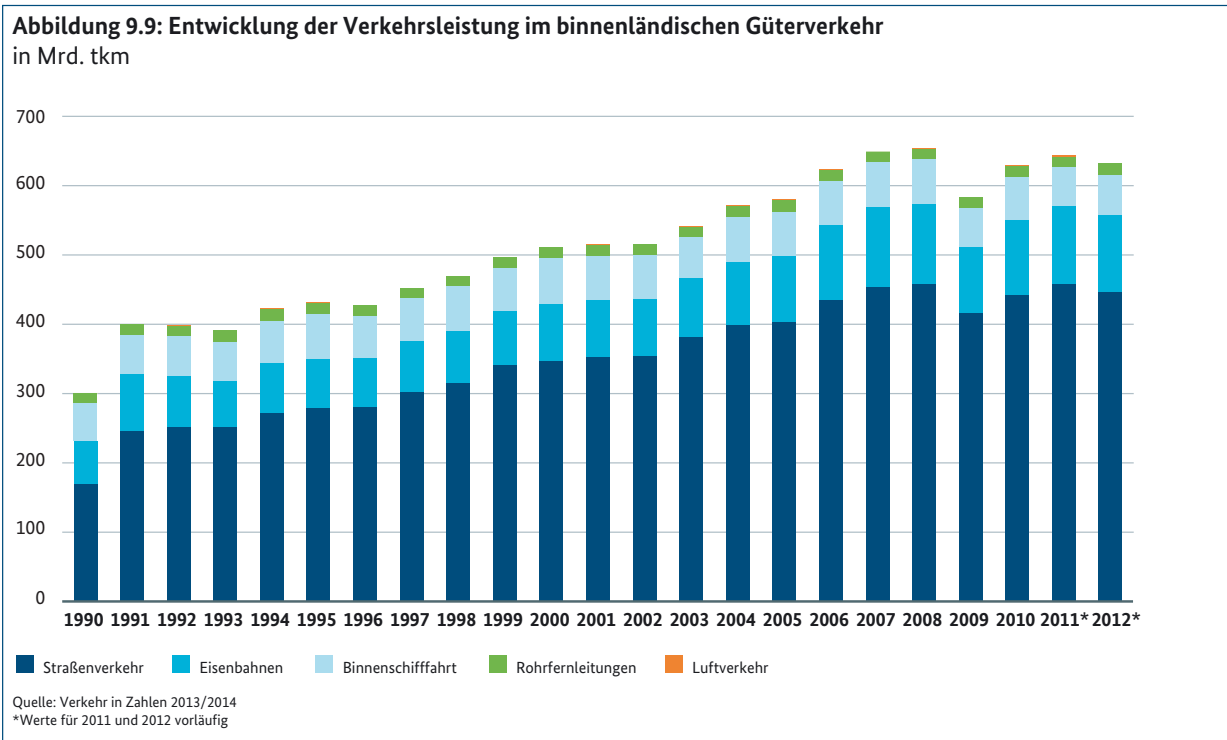
Die Entwicklung der Verkehrsleistungen nach Verkehrsarten wird nachfolgend auf Basis der Daten von Verkehr in Zahlen (Herausgeber BMVBS) dargestellt.

Für den Personenverkehr wird in Abbildung 9.8 nur der motorisierte Verkehr dargestellt. Dazu gehören der öffentliche Straßenpersonenverkehr (Omnibus, Straßenbahn, U-Bahn), der Eisenbahnverkehr (einschließlich S-Bahn), der Luftverkehr und der motorisierte Individualverkehr (Pkw/Kombi, motorisierte Zweiräder). Für den öffentlichen Verkehr 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 werden daher vom DIW Berlin jährlich mithilfe eines Personenverkehrsmodells bestimmt.



Die Angaben zur Verkehrsleistung – Tonnenkilometer (tkm) – im binnenländischen Güterverkehr in Abbildung 9.9 beziehen sich auf die im Bundesgebiet zurückgelegte Entfernung. Zum binnenländischen Verkehr werden alle Transporte, die auf den Verkehrswegen im Bundesgebiet durchgeführt werden, zusammengefasst.

Die Verkehrsleistungen sind sowohl im Personen- als auch Güterverkehr seit 1990 um rund 55 bzw. 111 Prozent und seit 2005 um rund 4 bzw. 9 Prozent gestiegen. Das Wachstum im Personenverkehr verläuft gegenüber der Entwicklung in den 1990er Jahren schwächer. Der Güterverkehr wächst weiterhin dynamisch. Er unterliegt jedoch auch größeren Schwankungen, da er stark abhängig von der wirtschaftlichen Entwicklung ist. So ist der Güterverkehr in 2009 stark eingebrochen, dann aber wieder gewachsen – wenn auch etwas abgeschwächt entsprechend der Entwicklung der meisten gesamt- und branchenwirtschaftlichen Leitdaten. Im Jahr 2012 zeigt sich erneut ein leichter Rückgang.



9.2.5 Maßnahmen im Verkehrssektor

Im Verkehrssektor sind verschiedene Maßnahmen zur Reduzierung des Energieverbrauchs und zur Steigerung der Energieeffizienz beschlossen worden. Nachfolgend werden wesentliche Instrumente und Initiativen genannt. Maßnahmen zur Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien im Verkehr sind im Kapitel 6.4 aufgeführt.

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

Bei den ordnungsrechtlichen Maßnahmen sind insbesondere die EU-Gesetzgebung für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge hinsichtlich der CO₂-Zielvorgaben zu nennen. Nach der Verordnung (EG) Nr. 443/2009 vom 23. April 2009 zur Festsetzung von Emissionsnormen für neue Pkw 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 2014-2017).

In beiden Verordnungen sind auch Zielwerte für 2020 festgelegt. Das Europäische Parlament und der Rat haben sich Ende 2013 grundsätzlich über die Modalitäten für das Erreichen der beiden Zielwerte für 2020 geeinigt. Für Pkw wurde ein Zielwert von 95 g CO₂/km für das Jahr 2021 (stufenweise Einführung ab 2020) und für LNF von 147 g CO₂/km festgelegt bzw. bestätigt.

Die Umsetzung dieser Verordnungen werden in den kommenden Jahren zu (weiteren) erheblichen Kraftstoffeinsparungen im Straßenverkehr in Deutschland führen.

Kraftfahrzeugsteuergesetz und Pkw-Verbrauchskennzeichnung

Auch die CO₂-orientierte Umstellung der Kraftfahrzeugsteuerbemessung, die Novellierung der Pkw-Verbrauchskennzeichnung sowie die Kennzeichnung von effizienten Reifen sollen das Käuferverhalten zugunsten emissionsärmerer Fahrzeuge beeinflussen und letztlich zu einer Absenkung des spezifischen Verbrauchs von Pkw beitragen.

Das Kraftfahrzeugsteuergesetz wurde im Jahr 2009 novelliert. Für alle seit dem 1. Juli 2009 erstmals zugelassenen Personenkraftwagen werden zur Steuerbemessung der im verkehrsrechtlichen Genehmigungsverfahren ermittelte CO₂-Emissionswert und der Hubraum herangezogen. Um den Kauf von Personenkraftwagen mit geringem CO₂-Wert zu

fördern, gilt für Erstzulassungen bis zum 31. Dezember 2011 bei der Berechnung des CO₂-basierten Steueranteils eine Freimenge von 120 Gramm je Kilometer (g/km). Die Freimenge wurde für Erstzulassungen ab dem 1. Januar 2012 auf 110 g/km gesenkt, eine weitere Absenkung auf 95 g/km erfolgt für Erstzulassungen ab dem 1. Januar 2014. Im Dezember 2012 sind Änderungen des Kraftfahrzeugsteuergesetzes als Bestandteil eines Verkehrssteueränderungsgesetzes in Kraft getreten. Diese umfassen zum einen die Erweiterung der Steuerbefreiung für reine Elektrofahrzeuge auf alle Fahrzeugklassen sowie die Verlängerung der Befreiung von derzeit fünf auf zehn Jahre bei erstmaliger Zulassung bis zum Jahr 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 geregelt.

Die Novellierung der Pkw-Energieverbrauchskennzeichnungsverordnung ist am 1. Dezember 2011 in Kraft getreten. Danach sind neu zugelassene Personenkraftwagen in eine CO₂-Effizienzklasse (A+ bis G) einzustufen und zusammen mit weiteren Angaben, z. B. über den offiziellen Kraftstoffverbrauch, die offiziellen spezifischen CO₂-Emissionen und gegebenenfalls den offiziellen Stromverbrauch im kombinierten Testzyklus, anhand eines Informationsblatts (Label) zu kennzeichnen.

Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (MKS)

Ein weiterer Ansatzpunkt von Maßnahmen im Verkehrsbereich zur Energieeinsparung setzt bei der Antriebsstruktur der Fahrzeuge und dem Kraftstoffmix an.

Die Bundesregierung hat am 12. Juni 2013 eine unter Federführung des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung erarbeitete Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (MKS) beschlossen. Die MKS ist ein Beitrag des Verkehrsbereichs, um die im Energiekonzept der Bundesregierung festgelegten Ziele für den Sektor Verkehr umzusetzen. 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 und die Optimierung der Verkehrsabläufe. Die MKS gibt dabei einen umfassenden Überblick über Technologien und Energie- und Kraftstoffoptionen für die unterschiedlichen Verkehrsträger. Außerdem will sie einen Beitrag dazu leisten, die Wissensbasis über die Energie- und Technologiefragen im Verkehrsbereich zu verbreitern, Rahmenbedingungen zu analysieren sowie Ziele zu priorisieren.

Die MKS mit Handlungshorizont bis 2050 soll als kontinuierliche, „lernende Strategie“ und als ein Umsetzungsinstrument für die Energiewende im Verkehr im Sinne der nationalen Nachhaltigkeitsstrategie fortgesetzt werden. So können die Handlungsempfehlungen überprüft und künftige Entwicklungen bei der Umsetzung berücksichtigt werden.

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

Der erfolgreiche Einsatz alternativer Kraftstoffe und innovativer Antriebe hängt von einer leistungsfähigen Infrastruktur für alternative Kraftstoffe bzw. Ladestationen für Elektromobilität ab. Das Thema Infrastruktur steht im Mittelpunkt des Richtlinienvorschlages der EU-Kommission „Clean Power for Transport – eine Kraftstoffstrategie für Europa“ (CPT) vom Januar 2013, der u.a. die Entwicklung und Implementierung gemeinsamer Standards für ganz Europa zum Ziel hat. Der Vorschlag besteht aus einer Mitteilung über eine europäische Strategie für alternative Kraftstoffe, einer Richtlinie zum Bereich Infrastruktur und technische Normen sowie einem Begleitpapier über einen Aktionsplan für die Entwicklung von Flüssigerdgas (LNG) für die Schifffahrt. Kernvorschlag ist die Entwicklung und Implementierung gemeinsamer technischer Standards für ganz Europa sowie ein Auftrag an die EU-Mitgliedsstaaten, einen „nationalen Strategieplan für Kraftstoffinfrastrukturen“ zu entwickeln. Die Bundesregierung teilt die Analyse der Kommission über Chancen und Herausforderungen alternativer Kraftstoffoptionen für eine zukunftsfähige Mobilität in Europa. Die Richtlinie steht kurz vor Verabschiedung (Stand: März 2014) und muss anschließend in nationales Recht umgesetzt werden.

Förderung der Elektromobilität mit Batterie bzw. Wasserstoff/Brennstoffzelle

Die Verbreitung elektrischer Antriebe (Batterie- und Brennstoffzellentechnologie) im Verkehrssektor hat ein großes Potenzial, einen wesentlichen Beitrag hin zu einem nachhaltigen Verkehr insgesamt zu leisten. Elektrische Antriebe haben einen hohen Wirkungsgrad und ermöglichen durch den Einsatz des Energieträgers Strom vor allem erneuerbare Energien im Verkehrsbereich einzusetzen.

Im Regierungsprogramm Elektromobilität von 2011 hat die Bundesregierung ein umfassendes Maßnahmenbündel beschlossen, mit dem die Markteinführung batterieelektrischer Fahrzeuge beschleunigt werden soll. Das „Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie“ (NIP) wurde 2007 gemeinsam mit der Industrie und Wissenschaft zur Marktvorbereitung der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie ins Leben gerufen.

Gesetz zur Umsetzung der Amtshilferichtlinie und Novelle der Dienstwagenbesteuerung

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 die derzeit bestehenden steuerrechtlichen Wettbewerbsnachteile von als Dienstwagen eingesetzten Fahrzeugen mit Elektro- oder Hybridantrieb gegenüber konventionell angetriebenen Fahrzeugen beseitigt werden. 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 derzeit für die Nutzer ein hoher geldwerter Vorteil, der sich steuerlich nachteilig auswirkt. 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, so dass es keine steuerlichen Nachteile mehr gegenüber konventionell angetriebenen Fahrzeugen gibt.

Maßnahmen zur Verschiebung der Verkehrsmittel-Anteile an der Verkehrsleistung

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. Im Güterverkehr konnte der Verlust an Anteilen gestoppt werden und seit 2003 die Anteile der Eisenbahn an den Güterverkehrsleistungen wieder leicht gesteigert werden.

Auch die Förderung des Radverkehrs kann zu einer Veränderung des Modal Splits beitragen. Das Bundeskabinett hat am 5. September 2012 den Nationalen Radverkehrsplan 2020 (NRVP) beschlossen. Schwerpunkte des NRVP sind u.a. eine erhöhte Breitenwirkung der Radverkehrsförderung, eine verstärkte Einbeziehung der Elektromobilität sowie die Verbesserung der Verkehrssicherheit. Die Förderung des Radverkehrs ist allerdings eine gemeinschaftliche Aufgabe von Bund, Ländern und Kommunen. Mit dem NRVP und den zur Umsetzung des NRVP geförderten nichtinvestiven Maßnahmen hat der Bund dabei die wichtige Rolle als Moderator, Koordinator und Impulsgeber der bundesweiten Radverkehrsförderung übernommen. Auch darüber hinaus nimmt der Bund seine Verantwortung z. B. als Baulastträger wahr. So hat er in den vergangenen zehn Jahren insgesamt rund 877 Millionen Euro in den Bau und die Erhaltung von Radwegen an Bundesstraßen investiert. Zudem stellt der Bund den Ländern nach Art. 143c GG bis Ende 2019 Mittel u.a. zur Verbesserung der Verkehrsverhältnisse der Gemeinden zur Verfügung, die auch für die Radverkehrsinfrastruktur verwendet werden können. Der neue NRVP 2020 ist am 1. Januar 2013 in Kraft getreten. Als Teil einer integrierten Verkehrs- und Mobilitätspolitik zielt der NRVP schließlich über die Förderung des Radverkehrs hinaus auf eine Stärkung des sog. Umweltverbunds aus Öffentlichem Personennahverkehr, Fuß- und Radverkehr insgesamt.

10 Treibhausgasemissionen

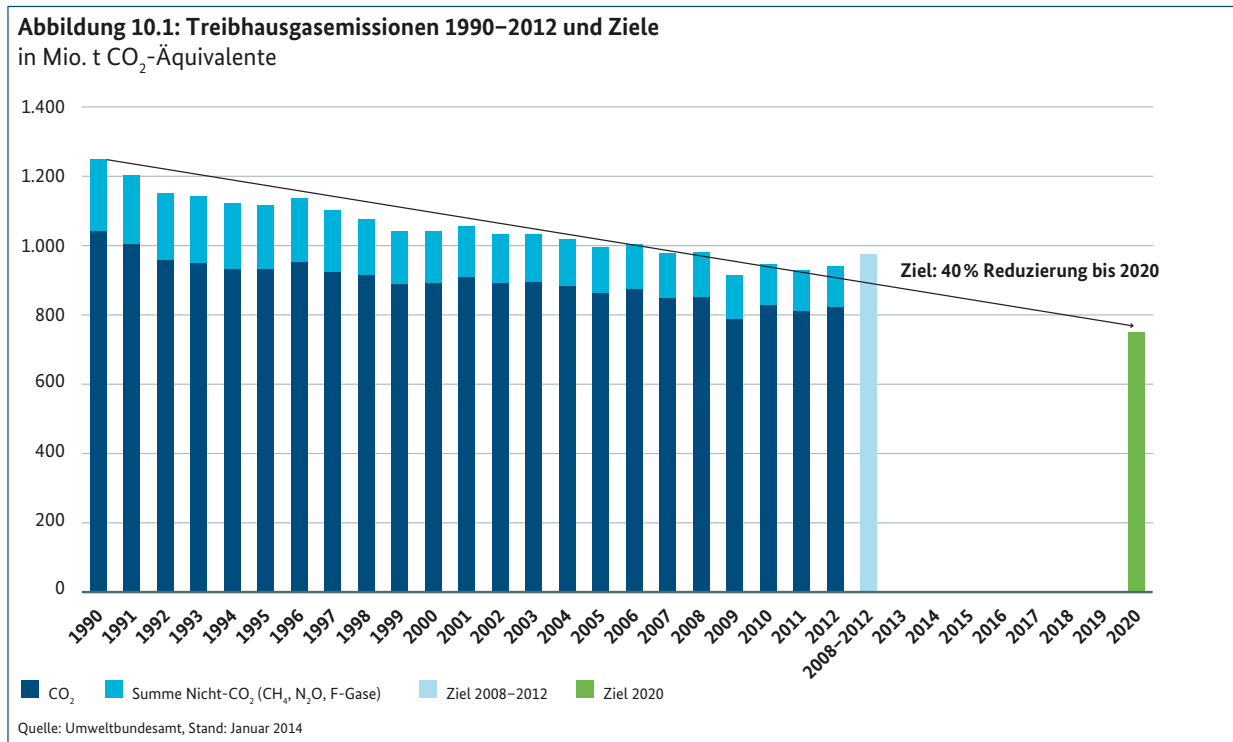
Auch 2012 wurde deutlich, dass ein ambitionierter Klimaschutz einer der entscheidenden Treiber für den durch das Energiekonzept eingeleiteten Umbau der deutschen Energieversorgung sowie für die damit ausgelösten Innovationen und den technologischen Fortschritt ist. Deutschland strebt eine nationale Reduktion 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 deutschen Ziele über die internationalen und europäischen Anforderungen hinaus. Im Rahmen seiner internationalen Verpflichtung durch das Kyoto-Protokoll hat Deutschland im Durchschnitt der Jahre 2008 bis 2012 eine Minderung von insgesamt etwa 24 Prozent gegenüber dem Basisjahr erreicht. Damit hat Deutschland sein Kyotoziel (21 Prozent) übererfüllt. Im Energiesektor, der mit über 80 Prozent die bedeutendste Quelle von Treibhausgasen in Deutschland ist, haben vor allem die Umstellung auf emissionsärmere Energieträger und eine gesteigerte Effizienz zu dieser Minderung beigetragen.

10.1 Entwicklung der Treibhausgasemissionen

10.1.1 Entwicklung der CO₂-Emissionen sowie der Treibhausgasemissionen

Die klimaschädlichen Treibhausgase sollen gegenüber dem Basisjahr 1990 um mindestens 40 Prozent bis 2020 und um 80 bis 95 Prozent bis 2050 gesenkt werden.

Insgesamt konnte die Freisetzung von Treibhausgasen in Deutschland seit 1990 deutlich vermindert werden (Abbildung 10.1).



Die in CO₂-Äquivalente umgerechneten Gesamtemissionen (dies sind Kohlendioxid (CO₂), Methan (CH₄), und Lachgas (N₂O) sowie die drei F-Gasgruppen, wasserstoffhaltige Fluorkohlenwasserstoffe (HFKW), perfluorierte Kohlenwasserstoffe (FKW) und Schwefelhexafluorid (SF₆), ohne CO₂-Emissionen aus Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft) sanken bis 2012 um rund 308 Millionen Tonnen (Mio. t) beziehungsweise um 24,7 Prozent. Im selben Zeitraum sanken die energiebedingten Emissionen in allen Quellgruppen um insgesamt über 233 Mio. t CO₂-Äquivalente.

Gegenüber 2011 sind die Treibhausgasemissionen in Deutschland damit um 1,1 Prozent leicht gestiegen (10 Mio. t CO₂-Äquivalente). Der Ausbau der erneuerbaren Energien konnte den Emissionsanstieg allerdings dämpfen. Durch erneuerbare Energien wurden in 2012 144,5 Mio. t CO₂ eingespart (siehe Kapitel 10.1.2).

Für die erhöhten Emissionen gibt es mehrere Gründe. Zum einen kam witterungsbedingt durch den relativ langen und kalten Winter beim Heizen von Häusern und Wohnungen mehr Gas und Heizöl zum Einsatz. Zum anderen wurde mehr Braun- und Steinkohle verstromt. Dies lag zum Teil daran, dass lange geplante neue Kohlekraftwerke in 2012 ans Netz gingen, während parallel einige – inzwischen stillgelegte – ältere Kraftwerke noch weiterliefen. Ein weiterer Einflussfaktor sind die gesunkenen Brennstoffkosten sowie der CO₂-Zertifikatspreis im Europäischen Emissionshandel, der von etwas mehr als 13,00 Euro im Jahr 2011 auf durchschnittlich etwa 7,47 Euro im Jahr 2012 sowie 4,34 Euro im Jahr 2013 weiter gesunken ist.

Deutschlands Zielsetzung im Kontext des EU Klima- und Energierahmens für 2020

Der EU- Klima- und Energierahmen bis 2020 setzt sich u.a. zum Ziel, die Treibhausgasemissionen in der Europäischen Union bis 2020 um 20 Prozent zu mindern.

Der Europäische Emissionshandel ist das zentrale Klimaschutzinstrument für den Energie- und Industriesektor in Europa. Als wichtiger Baustein des europäischen Klima- und Energierahmens für 2020 unterstützt er die Energiewende in Deutschland.

Der Emissionshandel erfasst die Anlagen der Energiewirtschaft und der energieintensiven Industrien ab einem festgelegten Schwellenwert. Im Rahmen des europäischen Klima- und Energiepakets 2008 wurde eine jährliche Minderung des Emissionsbudgets dieser Anlagen um 1,74 Prozent ab 2010 vereinbart. Für 2020 ergibt sich daraus eine Minderung in diesem Bereich gegenüber den Emissionen zum Stand im Jahr 2005 von 21 Prozent.

Für alle nicht am Emissionshandel teilnehmenden Bereiche wurde auf EU-Ebene beschlossen, die Emissionen bis 2020 um 10 Prozent gegenüber 2005 zu senken. In diesem Rahmen hat sich Deutschland dazu verpflichtet, die Emissionen in den Sektoren außerhalb des EU-Emissionshandels bis 2020 um 14 Prozent gegenüber 2005 zu senken.

Darüber hinaus hat sich Deutschland das nationale Ziel gesetzt, die Treibhausgasemissionen in Deutschland bis 2020 um insgesamt 40 Prozent gegenüber 1990 zu senken.

Das 14-Prozent-Minderungsziel für die Bereiche außerhalb des Emissionshandels wird mit den beschlossenen Maßnahmen voraussichtlich erreicht.

Die Bundesregierung geht nach aktuellen Projektionen davon aus, dass durch die bisher beschlossenen und umgesetzten Maßnahmen bis 2020 eine Minderung der Treibhausgase bis zu 35 Prozent erreicht werden kann. Um das 40-Prozent-Ziel zu erreichen, sind gemäß dem im März 2013 vorgelegten Projektionsbericht, der den Rechtsbestand zum Oktober 2012 abbildet, weitere Maßnahmen erforderlich.

Auf EU-Ebene wird derzeit diskutiert, auf welchem Wege der Übergang in eine wettbewerbsfähige CO₂-arme Wirtschaft erreicht werden kann. Die EU verpflichtete sich bereits 2007/2008 auf das Klima- und Energiepaket „20-20-20-Ziele“: Bis zum Jahr 2020 sollen die Treibhausgasemissionen um 20 Prozent, ggf. 30 Prozent (siehe Beschlüsse des Europäischen Rates), gesenkt, der Anteil erneuerbarer Energieträger am Energieverbrauch auf 20 Prozent und die Energieeffizienz um 20 Prozent gesteigert werden. Eine Anhebung des EU-Klimaziels auf 30 Prozent trägt die Bundesregierung auf Basis des nationalen 40-Prozent-Ziels dann mit, wenn keine darüber hinausgehenden Emissionsminderungen von Deutschland verlangt werden und alle EU-Mitgliedstaaten einen fairen Beitrag leisten.

Darüber hinaus wird gegenwärtig auf europäischer Ebene die Weiterentwicklung des 2020-EU-Klima- und Energierahmens für die Zeit bis 2030 diskutiert.

Die Bundesregierung setzt sich innerhalb der Europäischen Union für eine Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2030 um mindestens 40 Prozent gegenüber 1990 als Teil einer Zieltrias aus Treibhausgasreduktionen, Ausbau der erneuerbaren Energien und Energieeffizienz ein.

Die Erreichung ambitionierter europäischer Klimaschutzziele darf nicht zum Nachteil für energieintensive und im internationalen Wettbewerb stehenden Industrien führen und ist so zu gestalten, dass carbon leakage vermieden wird. Die Bundesregierung hält daran fest, dem Klimaschutz einen zentralen Stellenwert in der Energiepolitik zuzumessen und sieht es als eine ihrer Hauptaufgaben an, engagierten Klimaschutz zum Fortschrittmotor zu entwickeln und dabei Wohlstand und Wettbewerbsfähigkeit zu stärken.

Die Emissionsentwicklung im Einzelnen

In Deutschland entfielen nach vorläufigen Daten im Jahr 2012 ca. 87 Prozent des Treibhausgasausstoßes (von insgesamt 940 Mio. t CO₂-Äquivalenten) auf Kohlendioxid, 5 Prozent auf Methan, 6 Prozent auf Lachgas und etwa ein Prozent auf die F-Gase. Die Emissionen pro Einwohner bezogen auf alle Treibhausgase sanken zwischen 1990 und 2012 von 15,7 t auf 11,5 t CO₂-Äquivalent, ein Rückgang von rund 27 Prozent. Hauptursachen für diese Entwicklungen 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 Ersetzung fossiler Brennstoffe;
- Gesteigerte Anlageneffizienz;
- Veränderungen der Tierhaltungsbedingungen und rückläufiger Tierbestand v.a. 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 Abfalldeponien;
- Industrieller Strukturwandel in Ostdeutschland in den 90er Jahren.

10.1.2 Entwicklung der Treibhausgasemissionen nach Quellgruppen

Auch in 2012 sind die energiebedingten Treibhausgasemissionen mit über 83 Prozent die bei weitem bedeutendste Quelle (siehe Abbildung 10.2). Diese Emissionen 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. Insgesamt nahmen die energiebedingten Emissionen aller Treibhausgase zwischen 1990 und 2012 um fast 23 Prozent ab. Bei den verbrennungsbedingten Emissionen wurde dies durch Brennstoffumstellung, Erhöhung der Energieeffizienz und der technischen Wirkungsgrade erreicht. Bei den Methan-relevanten Verteilungsemissionen trug unter anderem die verstärkte Grubengasnutzung zum Rückgang der Emissionen bei.

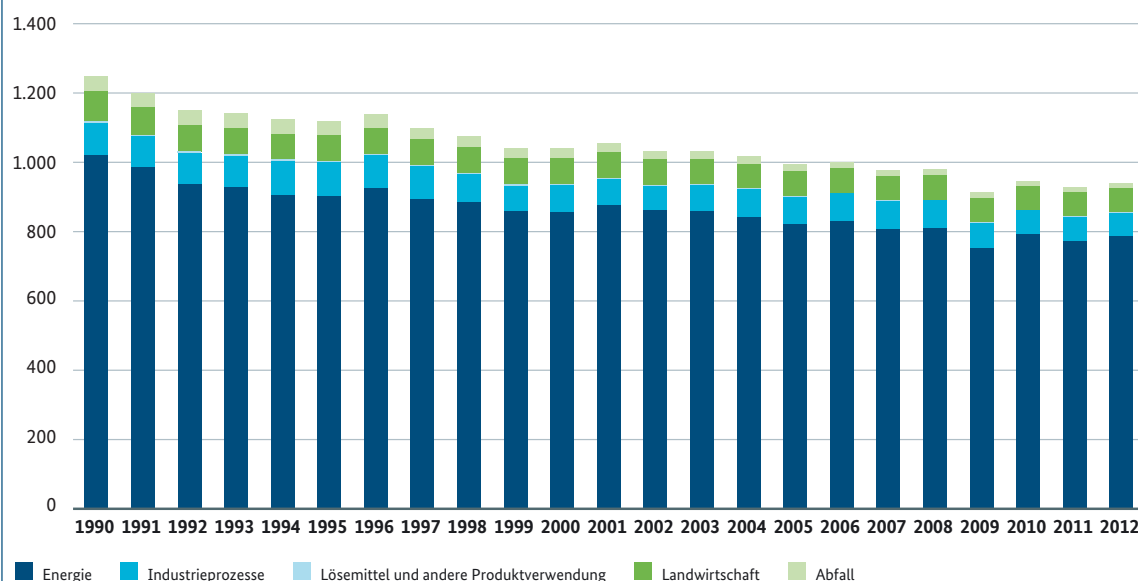
Die Industrieprozesse sind weiterhin mit einem Anteil an den Gesamtemissionen von circa 7 Prozent die bedeutendste der anderen Quellkategorien, deren Gesamtemissionen gegenüber 1990 um fast 28 Prozent sanken (2011: 23 Prozent).

Die Landwirtschaft folgt mit einem relativ gleich bleibenden Anteil an den Treibhausgasemissionen von 6 bis 7 Prozent. Gegenüber 1990 sanken die Emissionen um knapp 22 Prozent. (2011: 18 Prozent).

Die größte relative Minderung der Treibhausgas-Emissionen (ca. 67 Prozent; 2011: 73 Prozent) trat auch 2012 in der Abfallwirtschaft auf, so dass der Anteil an den Gesamtemissionen 2012 nur noch 1,5 Prozent betrug. Dies ist vor allem auf das gesetzliche Verbot der Deponierung von Abfällen zurückzuführen, aber auch auf eine effizientere Methanangriffung.

Weitere Quellgruppen sind die Lösemittel- und Produktverwendung (0,2 Prozent) im Bereich der flüchtigen organischen Verbindungen ohne Methan (NMVOC) sowie die aus Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft entstehenden Lachgasemissionen (N₂O) (<0,1 Prozent).

Abbildung 10.2: Entwicklung der Treibhausgase nach Quellgruppen in Deutschland
in Mio. t CO₂-Äquivalente

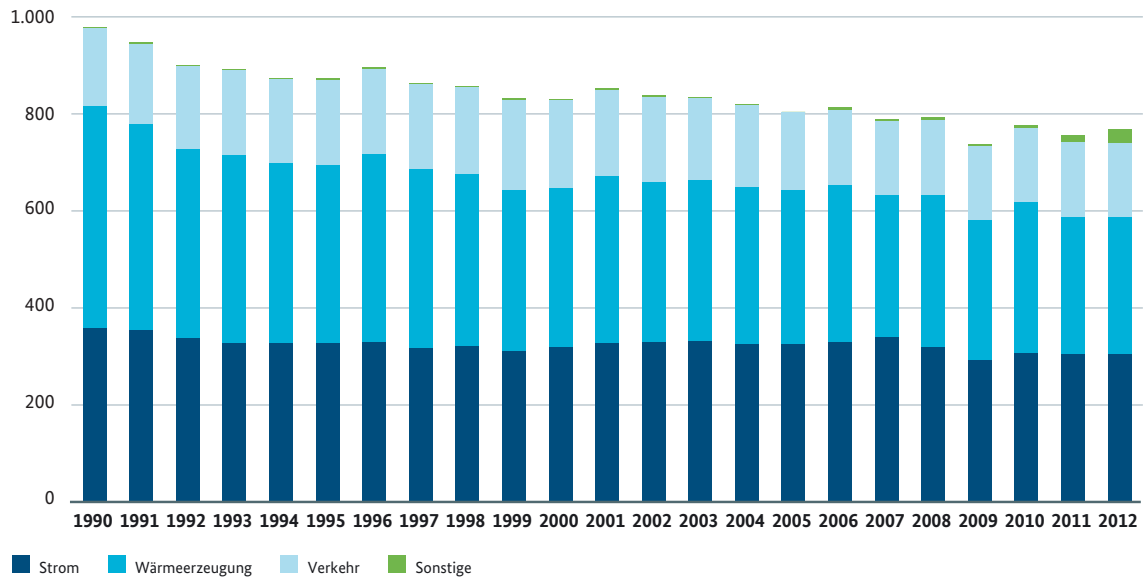


Quelle: Umweltbundesamt, Stand: Januar 2014

10.1.3 Entwicklung der energiebedingten CO₂-Emissionen

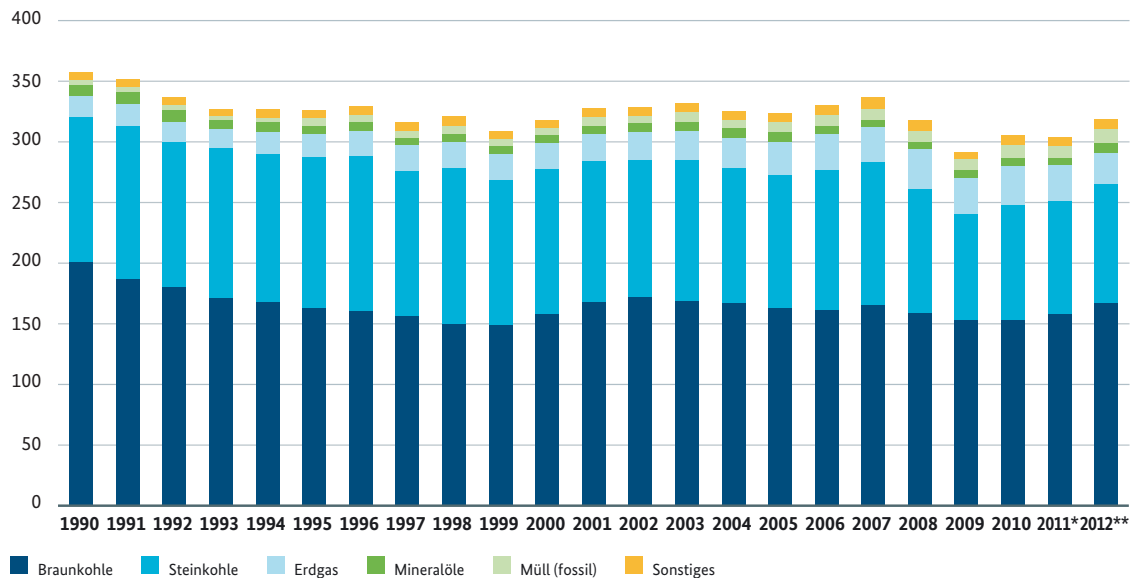
Auch 2012 war der Großteil der insgesamt etwa 768 Mio. t Kohlendioxid-Emissionen energiebedingt zustande gekommen. Abbildung 10.3 gibt die Entwicklung der energiebedingten Kohlendioxid-Emissionen nach den Bereichen Stromerzeugung, Wärmeerzeugung und Verkehr sowie Sonstiges (größtenteils Prozessemissionen aus der Industrie, sowie Emissionen aus diffusen Quellen) wieder. Der überwiegende Teil stammte aus dem Einsatz fossiler Brennstoffe zur Erzeugung von Strom und Wärme.

Abbildung 10.3: Entwicklung der energiebedingten Kohlendioxid-Emissionen
in Mio. t



Quelle: Umweltbundesamt 2013/2014

Abbildung 10.4: Direkte CO₂-Emissionen der deutschen Stromerzeugung
in Mio. t CO₂



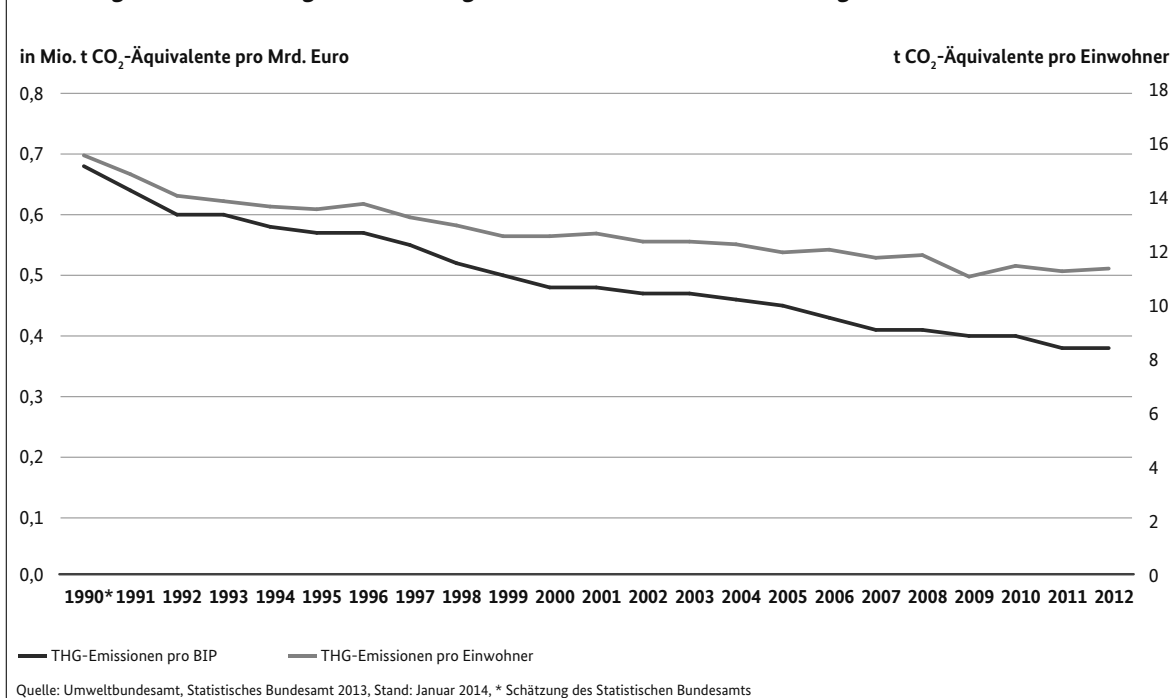
Quelle: Umweltbundesamt, Stand: März 2013, * vorläufige Werte, ** geschätzte Werte

Abbildung 10.4 zeigt die direkten CO₂-Emissionen der deutschen Stromerzeugung aufgeschlüsselt nach Energieträgern. Seit 2009 verzeichnen diese einen leichten Anstieg von insgesamt 292 Mio. t CO₂ auf voraussichtlich 317 Mio. t CO₂ in 2012. Dieser ist auf den vermehrten Einsatz von fossilen Energieträgern, insbesondere von Stein- und Braunkohle zur Stromerzeugung zurückzuführen (siehe Kapitel 4). Mit einem derartigen Strommix wies Deutschlands Stromerzeugung im Jahr 2010 durchschnittliche Kohlendioxidemissionen (ohne Berücksichtigung des Stromhandels-saldos) von 546 g/kWh auf. Das entspricht einer Reduzierung der Kohlendioxidemissionen um ca. 26 Prozent pro Kilowattstunde Strom von 1990 bis 2010. Im Jahr 2012 betragen die durchschnittlichen Kohlendioxidemissionen aus der Stromerzeugung auf Basis vorläufiger Daten (ohne Berücksichtigung des Stromhandelssaldos) 576 g/kWh. Das entspricht einer Reduzierung der Kohlendioxidemissionen um ca. 25 Prozent pro Kilowattstunde Strom von 1990 bis 2012. Damit ist für die Jahre 2011 und 2012 ist auf Basis der vorläufigen Daten trotz deutlichen Ausbaus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ein Wiederanstieg zu verzeichnen, der auf einen vermehrten Einsatz fossiler Brennstoffe (und innerhalb dieser mehr Kohle als Erdgas) zur Stromerzeugung zurückgeführt werden kann (siehe UBA 2013). Die Gründe sind unter Kapitel 10.1.1. erläutert worden (Weiterbetrieb von Kohlekraftwerken, CO₂-Zertifikatepreis, Weltmarktpreis für Steinkohle).

10.1.4 Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Bezug zur Bevölkerung und dem BIP

Trotz kontinuierlich steigendem Bruttoinlandprodukt (BIP) und eines leichten Bevölkerungszuwachses seit 1990 sind die Treibhausgasemissionen in Deutschland zwischen 1990 und 2012 deutlich gesunken (siehe Abbildung 10.5).

Abbildung 10.5: Entwicklung der Treibhausgasemissionen relativ zu Bevölkerung und BIP



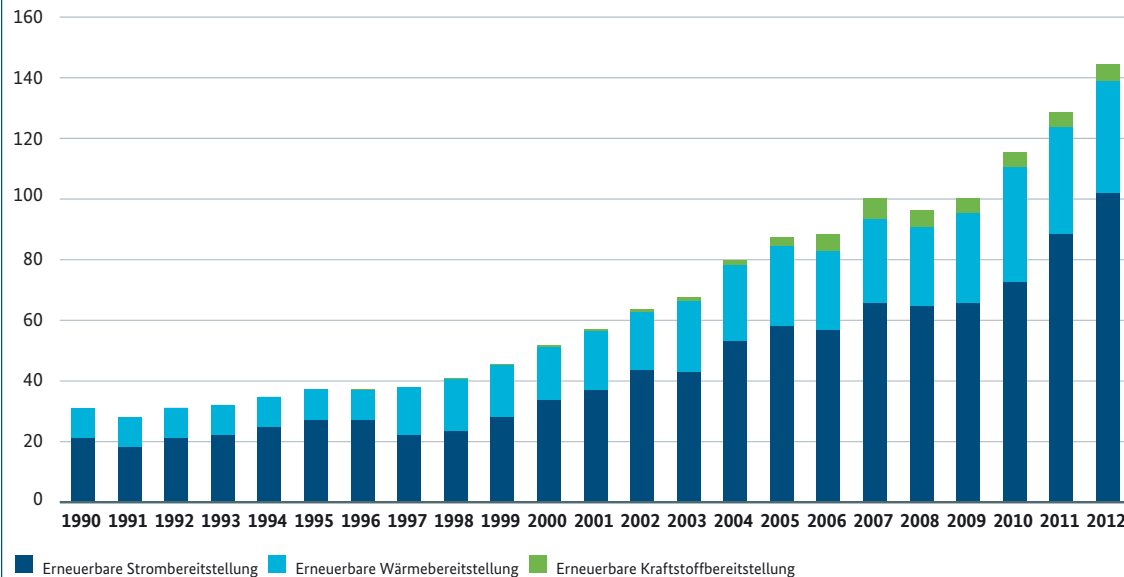
Während 1990 pro Milliarde Euro BIP rund 0,68 Mio. t CO₂-Äquivalente an Treibhausgasen freigesetzt wurden, waren es im Jahr 2012 nur noch 0,38 Mio. t CO₂-Äquivalente. Bei den Emissionen pro Einwohner ist zwischen 1990 und 2012 ein Rückgang von 15,7 auf 11,5 t CO₂-Äquivalente pro Einwohner festzustellen. Kapitel 10.1.1 nennt die wichtigsten Gründe für die Emissionsminderungen der letzten Jahrzehnte.

10.2 Vermiedene Emissionen durch den Einsatz erneuerbarer Energien

Der Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland hat signifikant zur Treibhausgasemissionsminderung in Deutschland beigetragen.

Wie schon 2011 hat auch 2012 der Ausbau der erneuerbaren Energien im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor wesentlich zur Minderung der energiebedingten Treibhausgasemissionen und damit zum Erreichen der Klimaschutzziele beigetragen (siehe Abbildung 10.6).

Abbildung 10.6: Durch den Einsatz von erneuerbaren Energien vermiedene Treibhausgasemissionen
in Mio. t CO₂-Äquivalente



Die Netto-Bilanz der vermiedenen Emissionen durch erneuerbare Energien berücksichtigt grundsätzlich alle vorgelagerten Prozessketten zur Gewinnung und Bereitstellung der Energieträger sowie zur Herstellung der Anlagen. Den Emissionen der durch erneuerbare Energien ersetzten konventionellen Energieträger werden dabei diejenigen Emissionen gegenüber gestellt, die aus den Vorketten und dem Betrieb der regenerativen Energieerzeugungsanlagen stammen. Im Jahr 2012 wurden insgesamt 144,6 Mio. t CO₂-Äquivalente durch den Einsatz erneuerbarer Energien vermieden (siehe Abbildung 10.6). Davon entfielen 101,8 Mio. t auf den Strom-, 37,2 Mio. t auf den Wärme- und 5,6 Mio. t CO₂-Äquivalente auf den Verkehrssektor. Etwa die Hälfte dieser Emissionsvermeidung (ca. 65,4 Mio. t CO₂-Äquivalente) wurde durch den Einsatz von fester, flüssiger oder gasförmiger Biomasse in allen drei Sektoren erzielt, etwas mehr als ein weiteres Viertel (39,6 Mio. t bzw. 27 Prozent) durch den Einsatz von Windenergie, etwa ein Achtel durch Wasserkraft (17,9 Mio. t CO₂-Äquivalente) und weitere 18,9 Mio. t CO₂-Äquivalente durch Photovoltaik.

10.3 Maßnahmen zur Erreichung der Klimaschutzziele

Zu den wichtigsten nationalen Maßnahmen, die bereits umgesetzt wurden und einen entscheidenden Beitrag zur Erreichung des Klimaschutzzieles leisten und in Zukunft leisten werden, gehören unter anderem:

Maßnahmen im Stromsektor:

Wichtige Initiativen der Bundesregierung auf diesem Weg waren bisher insbesondere:

- Die Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetz (2012) und Flankierung durch entsprechende Instrumente (siehe Kapitel 6. 8.1.).
- Die sog. PV-Novelle (2012) zur weiteren Absenkung der Vergütungssätze für Photovoltaik-Anlagen und zur Verstärkung des Photovoltaik-Ausbaus (siehe Kapitel 6.7.1).
- Die Entschädigungsregelung für Offshore-Wind-Anlagen, die aufgrund von Verzögerungen oder Störungen der Netzanbindung keine Einspeisevergütung erzielen können.
- Der Offshore-Netzentwicklungsplan für eine koordinierte und effiziente Netzanbindung von Offshore-Windparks in einem geordneten Verfahren.
- Die Clusteranbindung von Offshore-Windparks als Regelfall (siehe Kapitel 6.7.1.).
- Das Netzausbaubeschleunigungsgesetz zur Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren von län-derübergreifenden und grenzüberschreitenden Höchstspannungsleitungen.

- Das Bundesbedarfsplangesetz (2012), das vorrangige Ausbauprojekte auf Höchstspannungsebene verbindlich festlegt. Der konkrete Verlauf der Leitungen sowie die Standorte von Nebenanlagen (z. B. Konverter) werden in den nachfolgenden Planungs- und Genehmigungsverfahren ermittelt.
- Die Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten zur Erhöhung der Flexibilität der Netznutzung und zur Netzstabilisierung.
- Das sog. Wintergesetz, das übergangsweise Versorgungsengpässen durch fehlende Netzkapazitäten, insbesondere in den Wintermonaten, entgegenwirken soll, indem Reservekapazitäten bereitgehalten werden.
- Die Reservekraftwerksverordnung, welche die seit 2011/2012 bestehende Praxis der vertraglichen Bindung von Reservekraftwerken sowie den Umgang mit geplanten Stilllegungen systemrelevanter Anlagen systematisieren und kodifizieren soll, um Transparenz und Planungssicherheit zu verbessern.
- Das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz 2012.

Zudem wurden verschiedene Maßnahmen zur Steigerung der Stromeffizienz ergriffen, wie unter anderem die EG-Öko-design-Richtlinie. Ergänzend anzumerken ist, dass mit der bereits 2003 abgeschlossenen sog. ökologischen Steuerreform schon vor dem Energiekonzept aus dem Jahr 2010 Anreize gesetzt wurden, den Energieverbrauch zu mindern sowie Anstöße für die Entwicklung von umweltfreundlichen und Ressourcen schonenden Verfahren und Technologien gegeben wurden.

Maßnahmen im Gebäudebereich

Erhöhte Energieeffizienz von Gebäuden senkt langfristig den Endenergieverbrauch im Gebäudebestand. Durch den geringeren Energieverbrauch und durch die Nutzung erneuerbarer Energien werden Treibhausgasemissionen vermieden. Für Maßnahmen im Gebäudebereich siehe Kapitel 9.1.

Maßnahmen im Verkehrsbereich

Etwa ein Sechstel der gesamten deutschen Treibhausgasemissionen (ca. 16,7 Prozent) entfielen 2012 auf den Verkehrssektor. Maßnahmen wie die CO₂-Strategie der EU oder der Nationale Entwicklungsplan Elektromobilität sollen helfen, die Emissionen dieses Sektors langfristig zu senken (siehe Kapitel 9.2).

Finanzierung von Klimaschutzmaßnahmen

Viele Maßnahmen der Energiewende benötigen erhebliche finanzielle Anfangsinvestitionen, wohingegen Kosteneinsparungen durch geringere Energiekosten über die gesamte Lebensdauer der Investition verteilt wirksam werden. Um die Finanzierung solcher Maßnahmen zu unterstützen, hat die Bundesregierung den Energie- und Klimafonds (EKF-Gesetz, Dezember 2010) als ein Sondervermögen des Bundes eingerichtet.

Das Sondervermögen ermöglicht zusätzliche Programmausgaben zur Förderung einer umweltschonenden, zuverlässigen und bezahlbaren Energieversorgung sowie (bis einschließlich 2013) des nationalen und internationalen Klimaschutzes. Darüber hinaus werden im Sondervermögen alle Programmausgaben für die Entwicklung der Elektromobilität zusammengefasst. Aus dem Sondervermögen werden Maßnahmen in folgenden Bereichen – auch für Forschung und Entwicklung – finanziert:

- Energieeffizienz,
- erneuerbare Energien,
- Energiespeicher- und Netztechnologien,
- energetische Gebäude- und Stadtsanierung,
- nationaler Klimaschutz,
- internationaler Klima- und Umweltschutz,
- Entwicklung der Elektromobilität,
- Ausgleich emissionshandelsbedingter Strompreiserhöhungen.

Mit Beginn des Jahres 2012 wurden die Erlöse aus der Versteigerung von CO₂-Zertifikaten vom Bundeshaushalt vollständig in den EKF verlagert, soweit diese nicht zur Finanzierung der Deutschen Emissionshandelsstelle benötigt werden. Seit Februar 2012 sind die Einnahmen aus dem Emissionshandel allerdings erheblich gesunken. Anstelle der kalkulierten 17 Euro lag der Preis bei rund 7,47 Euro für CO₂-Zertifikate (siehe Kapitel 11.1). Folglich fielen die Einnahmen als auch die Ausgaben des Fonds erheblich hinter den ursprünglichen Planungen zurück. Im April 2013 wurde aufgrund der weiterhin zu erwartenden niedrigen Einnahmen entschieden, dass die staatliche Förderbank KfW den unterfinanzierten EKF im laufenden Jahr einmalig mit rund 300 Millionen Euro entlasten soll.

Die Nationale Klimaschutzinitiative (NKI) dient neben dem europäischen Emissionshandelssystem als ein weiteres Instrument zur Erreichung der nationalen Klimaschutzziele. Dazu zählen auch Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz. Diese werden zu einem Großteil aus dem EKF finanziert. Sie baut Hemmnisse zum Ausschöpfen großer Minderungspotenziale dort ab, wo der Emissionshandel nicht greift. Um alle gesellschaftlichen Akteure einzubinden, hat die NKI einen breiten Ansatz mit den zielgruppenorientierten Schwerpunkten Kommunen, Wirtschaft, Verbraucher und Bildung. Dazu fördert sie Konzepte und deren Umsetzung, die beschleunigte Marktdurchdringung von Klimaschutztechnologien sowie innovative Projekte für Information, Qualifizierung, Beratung und Vernetzung.

Die aktuellen Zahlen der NKI zeigen, dass insbesondere die Förderung im Rahmen der Kommunalrichtlinie große Akzeptanz findet. So wurden im Antragsfenster 2013 3.163 neue Projektanträge eingereicht. Insgesamt wurden bisher etwa 3.500 Klimaschutzprojekte in 2.200 Kommunen gefördert. Etwa jede vierte Kommune in Deutschland ist also bereits aktiv in die Strategie zur Umsetzung der NKI eingebunden.

Aus Mitteln der NKI werden auch die Förderprogramme „Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen an Kälte- und Klimaanlage in Unternehmen“ sowie „Richtlinien zur Förderung von KWK-Anlagen bis 20 kW_{el} („Mini-KWK“)" finanziert. Diese Investitionsprogramme tragen zur nationalen Energieeffizienzpolitik bei.

Am 1. Januar 2013 startete die gemeinsam von den Bundesministerien für Wirtschaft und Technologie sowie Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit mit den Partnern Deutscher Industrie- und Handelskammertag (DIHK) sowie Zentralverband des Deutschen Handwerks (ZDH) ins Leben gerufene „Mittelstandsinitiative Energiewende“. Diese Initiative setzt auf Beratung, Qualifikation und Erfahrungsaustausch, um die mittelständischen Unternehmen und das Handwerk dabei zu unterstützen, die Chancen der Energiewende zu erkennen und zu ergreifen. Im Fokus steht dabei die betriebliche Energieeffizienz – hier gibt es eine Vielzahl rentabler Energieeffizienzpotenziale, deren Hebung einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der nationalen Klimaschutzziele darstellen kann. Die wichtigste Anlaufstelle für rathuchende Mittelständler und andere Interessierte ist die von DIHK und ZDH getragene Servicestelle.

Die Evaluation der NKI vom Oktober 2012 zeigt, dass diese in den Jahren 2008 bis 2011 insgesamt Treibhausgasemissionen von ca. 1,4 Mio. t CO₂-Äquivalenten vermieden hat. Innerhalb dieses Zeitraums ist die Vermeidungswirkung der NKI deutlich gestiegen.

Im Oktober 2012 und August 2013 sind ferner die Förderprogramme „Hocheffiziente Querschnittstechnologien“ sowie „Energiemanagementsysteme“ gestartet. Die beiden Förderprogramme werden aus dem Energieeffizienzfonds des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie finanziert. Bei dem Förderprogramm der Energiemanagementsysteme werden die Erstzertifizierung eines Energiemanagementsystems nach DIN EN ISO 50001, die Erstzertifizierung eines Energiecontrollings sowie die Kosten für den Erwerb von Mess-, Zähler- und Sensoriktechnik sowie von Software für Energiemanagementsysteme bezuschusst.

Förderung von Forschung und Entwicklung im Bereich Klimaschutztechnologien und Erneuerbare Energien

Die Forschungsförderung des Bundesumweltministeriums unterstützt, teilweise aus Mitteln des Energie- und Klimafonds, Technologieentwicklungen für eine klimaschonende, sichere und kostengünstige Energieversorgung. Die Projektförderung fokussiert dabei auf anwendungsorientierte Forschung und Entwicklung. Das Spektrum reicht von den Erzeugungstechnologien (Wind, Solar, Geothermie) bis hin zu Technologien, die für den Umbau hin zu einem Energieversorgungssystem auf Basis erneuerbarer Energien von zentraler Bedeutung sind, also insbesondere Netze und Speicher. Gefördert werden qualitativ herausragende Projekte, die dazu beitragen, das Energieversorgungssystem auf einen klimaschonenden Hauptanteil erneuerbarer Energien umzustellen, die Kosten der erneuerbaren Energien weiter zu senken, die Wettbewerbsfähigkeit deutscher Unternehmen in diesen globalen Zukunftsmärkten zu steigern und die Umwelt- und Naturverträglichkeit der Technologien zu verbessern. Dabei kooperiert das Bundesumweltministerium anlassbezogen mit anderen Bundesministerien, um Forschungsmittel bei übergreifenden Themen zu bündeln. Aktuell (November 2013) fördert das Bundesumweltministerium rund 970 laufende Projekte mit einem Fördervolumen von insgesamt rund 900 Millionen Euro.

Emissionshandel

Der Emissionshandel ist ein wichtiges übergreifendes Klimaschutzinstrument für den Energie- und Industriesektor in Deutschland und Europa. Anlagen der Energiewirtschaft und der energieintensiven Industrien ab einem festgelegten Schwellenwert sind emissionshandelspflichtig. Der Emissionshandel umfasst damit etwa 50 Prozent der Treibhausgasemissionen in Deutschland. Im Rahmen des europäischen Klima- und Energiepakets 2008 wurde eine jährliche Minderung des Emissionsbudgets dieser Anlagen um 1,74 Prozent ab 2010 vereinbart. Für 2020 ergibt sich daraus eine Minderung in diesem Bereich gegenüber den Emissionen 2005 von 21 Prozent (siehe Kapitel 10.1.1).

Insbesondere die Auswirkungen der Finanz- und Wirtschaftskrise, die Nutzung von internationalen Projektgutschriften haben in den letzten Jahren zu einem Überangebot an Emissionshandelszertifikaten und damit zu einem deutlichen

Preisverfall geführt. Zudem gibt es Wechselwirkungen mit anderen energie- und klimapolitischen Instrumenten, die jedoch bei der Zielbestimmung des Emissionshandelssystems berücksichtigt wurden und auch künftig berücksichtigt werden müssen.

Nach der jüngst beschlossenen Änderung der EU-Emissionshandels-Richtlinie zum sog. „Backloading“ wird das Angebot für Emissionshandelszertifikate um 900 Millionen Tonnen CO₂ temporär verknappt und die entnommenen Mengen werden in den Jahren 2019 und 2020 wieder in den Markt gebracht.

Die EU-Kommission hat am 5. September 2013 ihre Entscheidung zu den vorgesehenen kostenlosen Zuteilungen für die Handelsperiode 2013-2020 veröffentlicht. Danach hat Deutschland die Auflage erhalten, einzelne Zuteilungsmengen anzupassen. Darüber hinaus hat die EU-Kommission den nach der Emissionshandels-Richtlinie vorgesehenen Korrekturfaktor bekannt gegeben, der auf alle vorläufigen Zuteilungsmengen angewendet wird, um das für Industrieanlagen vorgesehene Budget an Zertifikaten einzuhalten. Durch Anwendung dieses Korrekturfaktors werden die vorgesehenen Zuteilungsmengen für das Jahr 2013 um knapp 6 Prozent gekürzt. Diese Kürzung steigt bis 2020 stufenweise auf 17,5 Prozent.

Darüber hinaus hat die EU-Kommission im Juli 2012 einen Bericht zur Entwicklung des europäischen Kohlenstoffmarktes vorgelegt, indem sie sechs Optionen zur Reform des EU-Emissionshandels vorstellt. Die Vorschläge reichen von der Löschung eines Teils der Überschüsse über die Verschärfung des Reduktionspfads bis zu einem Flexibilisierungsmechanismus für die angebotene Zertifikatmenge.

Auf europäischer Ebene gibt es noch keinerlei Festlegung auf eine dieser Maßnahmen, die ohnehin erst nach der Konstituierung des nächsten Europäischen Parlaments umgesetzt werden könnte.

Die Diskussion um eine mögliche Reform des EU-Emissionshandels ist auch im Kontext der Weiterentwicklung des EU-Klima- und Energierahmens bis 2030 zu sehen.

Internationale Aktivitäten

Die Energiewende hat eine sichtbare außenpolitische Komponente und ist ein wichtiges Element in unserem Bemühen zum Abschluss eines neuen, ambitionierten Klimaschutzabkommens bis 2015. Mit der Internationalen Klimaschutzinitiative (IKI) fördert das Bundesumweltministerium in ausgewählten Entwicklungs-, Schwellen- und Transformationsländern Projekte zur Minderung der Treibhausgasemissionen und zur Anpassung an die Folgen des Klimawandels. Die IKI finanziert Maßnahmen zur Technologiekooperation, Politikberatung und Kapazitätsaufbau sowie die konkrete Implementierung von Klimaschutzmaßnahmen. Eine Anzahl von IKI-Projekten setzt dabei auf die intensiviertere bilaterale Zusammenarbeit über fachliche und politische Dialogprozesse zu nationalen Klimastrategien mit Partnerländern (u.a. mit Mexiko, Südafrika, China, Thailand, Philippinen).

11 Energiepreise und Energiekosten

Der generelle Trend steigender Rohstoffpreise setzte sich auch im Jahr 2012 weiter fort. Die Höchststände bei internationalen Rohölpreisen übertrugen sich in teils kräftige Preisanstiege bei Heizöl und Kraftstoffen. Trotz international deutlich steigender Gaspreise blieben die Gaspreise in Deutschland relativ stabil. Die Steinkohlepreise sanken leicht. Die CO₂-Zertifikatpreise sind 2012 weiter zurückgegangen. Die Börsen-Strompreise sind im Jahresdurchschnitt verglichen mit dem Vorjahr erneut gesunken. Ein wichtiger Grund war auch der weitere Anstieg des Erneuerbaren Stromangebotes. Die Endpreise sind demgegenüber im Strombereich – auch vor dem Hintergrund höherer staatlich veranlasster Preisbestandteile – sowohl für private Haushalte als auch für die meisten Gewerbe- und Industriekunden gestiegen. Die Energiekosten der Haushalte und Unternehmen erhöhten sich sowohl absolut als auch für Haushalte anteilig am Einkommen. Gesamtwirtschaftlich sind die Energieausgaben in Relation zum Bruttoinlandsprodukt leicht gestiegen. Die Stromausgaben der deutschen Volkswirtschaft in Relation zum Bruttoinlandsprodukt bewegen sich auf dem Niveau von 1992. Angesichts dieser Preis- und Kostenentwicklung bleibt die Sicherung wettbewerbsfähiger und bezahlbarer Energiepreise ein zentrales Element der Energiepolitik.

Maßnahmen für eine sichere, bezahlbare und umweltverträgliche Energieversorgung in Deutschland müssen gegebene nationale und internationale Preis- und Kostenentwicklungen berücksichtigen. Einzelne Maßnahmen können zugleich relevanter Einflussfaktor für derartige Entwicklungen sein.

Grund für den Kostenanstieg in einzelnen Bereichen waren zum einen höhere Rohstoffkosten, aber auch für den Strombereich die gestiegene EEG-Umlage sowie höhere Netzentgelte. Die Bundesregierung wird beim weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien die Kosteneffizienz erhöhen. Zusammen mit der Steigerung der Energieeffizienz werden die erneuerbaren Energien die Auswirkungen von Preisschwankungen auf den internationalen Energiemärkten reduzieren und auch zur Versorgungssicherheit beitragen.

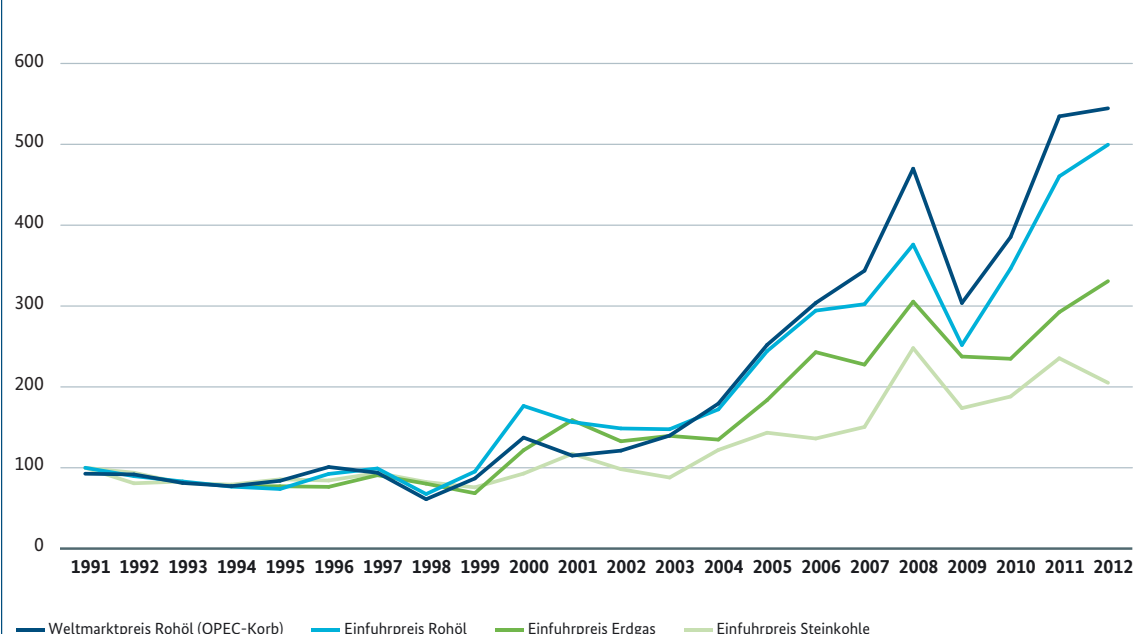
11.1 Energiepreise

11.1.1 International gehandelte, energetische Rohstoffe, Emissionszertifikate

Die für die Endverbraucher in Deutschland maßgeblichen Energiepreise sind wesentlich von der Entwicklung der europäischen und internationalen Preise für die energetischen Rohstoffe Öl, Gas und Steinkohle beeinflusst.

Die Preise für die energetischen Rohstoffe folgen seit der Jahrtausendwende einem deutlich steigenden Trend. Vorausgegangen war eine Phase einer relativ stabilen Preisentwicklung in den 1990er Jahren (siehe Abbildung 11.1). Die weltweit wachsende Nachfrage nach energetischen Rohstoffen ist ein wesentlicher Grund für die zu beobachtenden Preiserhöhungen. Nachdem die Preise 2008 im Zuge der weltweiten Wirtschaftskrise 2008/2009 um über 30 Prozent gefallen waren, sind die Preise für Öl und Gas bis zum Jahr 2012 wieder gestiegen. Aufgrund vertraglicher Bindungen des Gaspreises an den Ölpreis folgen die Gaspreise teilweise den Ölpreisen. Diese Bindung ist in den letzten Jahren schwächer geworden. Grund sind unter anderem die erheblichen Neuerschließungen unkonventioneller Gasquellen in Nordamerika.

Abbildung 11.1: Weltmarkt- und Einfuhrpreise für energetische Rohstoffe
Index 1991 = 100



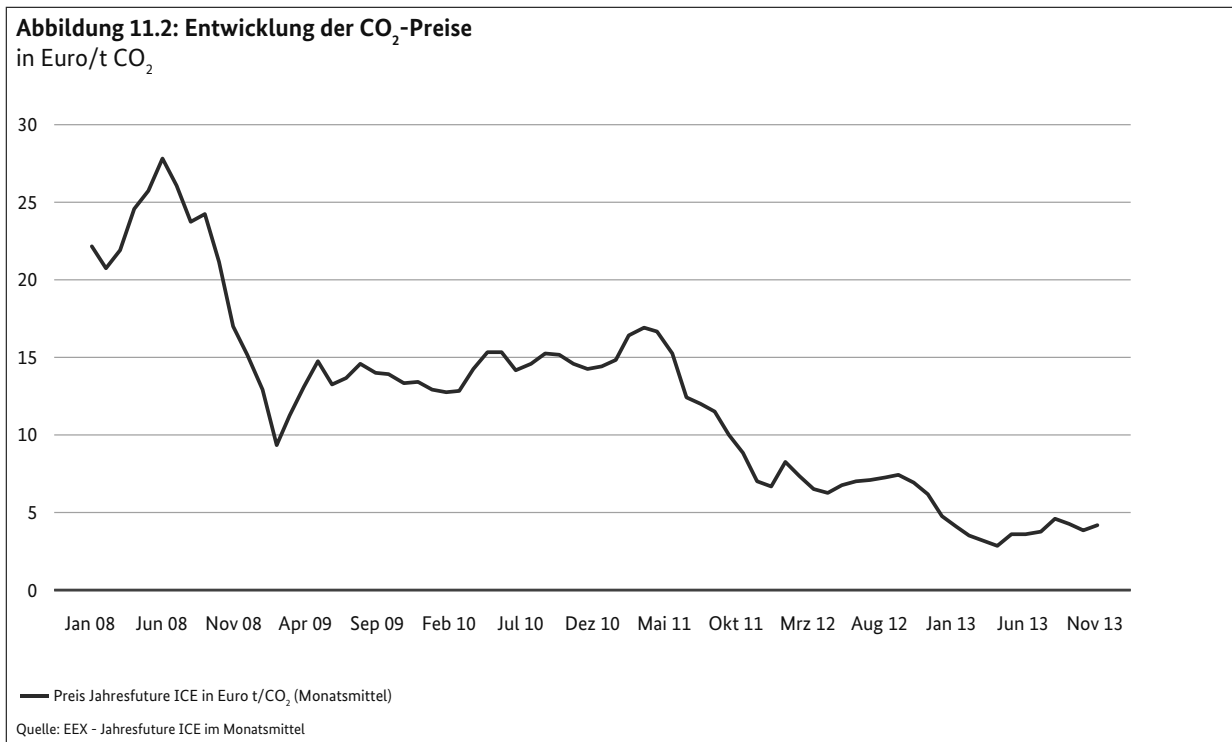
Quelle: BMWi, BAFA, MWV

Die Rohölpreise erreichten im Jahr 2012 einen weiteren historischen Höchststand, auch wenn sich der Preisanstieg gegenüber dem Vorjahr verlangsamt hat. Der Preis pro Barrel Öl (OPEC Korb) lag mit durchschnittlich 109,50 Dollar/bbl (Einfuhrpreis: 643,24 Euro/t) um rund 2 Prozent höher als im Jahr 2011 (107,46 Dollar/bbl). Im ersten Halbjahr 2013 ging der Preis leicht zurück auf durchschnittlich 105,20 Dollar/bbl. (Einfuhrpreis: 615,10 Euro/t).

Auch beim Gas wurde ein neuer Höchststand verzeichnet. Der deutsche Grenzübergangspreis für Gas lag im Jahr 2012 im Durchschnitt bei 8118 Euro/TJ. Dies stellt eine weitere Preissteigerung um 12,2 Prozent gegenüber dem Jahr 2011 dar. Sie fällt jedoch geringer aus als im Vorjahr (26,4 Prozent). Im ersten Halbjahr 2013 lag der Gaspreis mit durchschnittlich 7803 Euro/TJ unter dem Vorjahresniveau.

Die Einfuhrpreise für Steinkohle nach Deutschland sind im Jahr 2012 erstmals seit 2009 wieder gesunken. Sie lagen mit durchschnittlich 92,98 Euro/t SKE um 12,9 Prozent unter dem Vorjahresniveau von 106,80 Euro/t SKE. Im ersten Quartal 2013 setzte sich der Trend sinkender Einfuhrpreise fort (84,03 Euro/t SKE).

Die internationalen Preistrends für energetische Rohstoffe sind ein Treiber der beobachtbaren Energiepreis- und Energiekostensteigerungen für Endverbraucher in Deutschland. Energieversorgungsunternehmen entstehen neben Rohstoffbeschaffungskosten auch Kosten für Emissionszertifikate. In der Folge der im Jahr 2008 einsetzenden weltweiten Finanz- und Wirtschaftskrise brachen die Nachfrage und damit auch die Preise für EU-Emissionszertifikate (Spotmarkt EEX) innerhalb eines halben Jahres um rund 43 Prozent ein. Seit Mitte des Jahres 2011 zeichnete sich zunehmend klarer ab, wie hoch die angelaufenen Überschüsse aufgrund der Krise und der gleichzeitig intensiven Nutzung von Offset-Zertifikaten sind bzw. mit welchen Überschüssen in den kommenden Jahren zu rechnen ist. Nach etwas mehr als 13,00 Euro/t CO₂ im Jahr 2011 sank der Preis auf circa 7,47 Euro/t CO₂ im Jahresdurchschnitt 2012. Im Jahr 2013 lag der Preis bei durchschnittlich 4,34 Euro/t CO₂ (siehe Abbildung 11.2).



Die Bundesregierung setzt sich für einen wirksamen Emissionshandel auf europäischer Ebene ein. Dabei muss die Reduzierung der emittierten Treibhausgasmengen zentrales Ziel des Emissionshandels bleiben. Zudem gibt es Wechselwirkungen mit anderen energie- und klimapolitischen Instrumenten, die bei der Zielbestimmung des Emissionshandelssystems berücksichtigt wurden und auch künftig berücksichtigt werden müssen. Korrekturen sollten grundsätzlich nur erfolgen, wenn die Ziele zur Minderung der Treibhausgase nicht erreicht werden (siehe Kapitel 10).

11.1.2 Erdgas

Der Endverbraucherpreis für Gas ist gegenüber dem Jahr 2011 weiter gestiegen. Der durchschnittliche Gaspreis für Haushaltskunden in Deutschland belief sich im Jahr 2012 auf 7,03 ct/kWh (siehe Tabelle 11.1). Gaspreise für Haushalte lagen damit im Jahresdurchschnitt um 0,37 ct/kWh (5,6 Prozent) höher als im Vorjahr. Im ersten Halbjahr 2013 lagen die Preise im Durchschnitt bei 7,11 ct/kWh. Inflationsbereinigt sind die Gaspreise für Haushalte in den vergange-

nen Jahren jedoch relativ konstant geblieben. Der durchschnittliche Gaspreis für Gewerbe- und Industriekunden (Verbrauch zwischen 100.000 und 1.000.000 GJ/Jahr) ist gegenüber dem Vorjahr leicht um 1,7 Prozent gefallen. Mit durchschnittlich 4,00 ct/kWh lag der Gewerbegaspreis 0,07 ct/kWh unter dem Vorjahresdurchschnitt.

Tabelle 11.1: Erdgaspreise

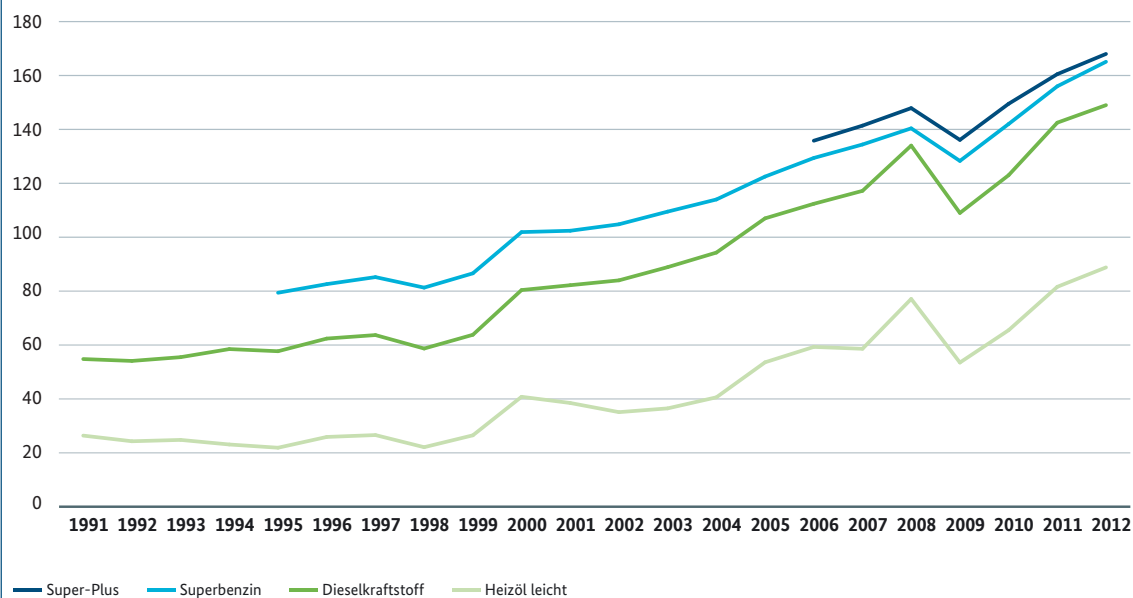
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Haushaltskunden	6,51	7,1	6,98	6,36	6,66	7,00
Gewerbe- und Industriekunden	3,12	4,09	3,29	3,71	4,07	4,00

Quelle: BMWi nach Angaben des Statistischen Bundesamts, Eurostat. Angaben in ct/kWh

11.1.3 Mineralölprodukte

Im Jahr 2012 kam es bei allen Mineralölprodukten zu weiteren Preissteigerungen, wenn auch in geringerem Umfang als im Vorjahr. Die Haushaltspreise für leichtes Heizöl lagen im Jahresdurchschnitt 2012 bei 88,8 Euro/100l und damit um 8,8 Prozent höher als im Jahr 2011. Die Preise für Benzin- und Super-Kraftstoffe erhöhten sich ebenfalls. Im Jahresdurchschnitt 2012 lagen sie bei 1,65 Euro/l und damit um 5,8 Prozent höher als im Jahr 2011. Die Preise für Super-Plus-Kraftstoffe verteuerten sich um 4,7 Prozent auf durchschnittlich 1,68 Euro/l. Die Preise für Diesel-Kraftstoffe stiegen um 6,5 Prozent auf 1,49 Euro/l. Auch inflationsbereinigt kam es in den vergangenen Jahren zu einem Preisanstieg bei den Mineralölprodukten.

Abbildung 11.3: Verbraucherpreise für Mineralölprodukte
in Euro/100 l



Quellen: BMWi, StBA, Eurostat, BAFA

11.1.4 Strom

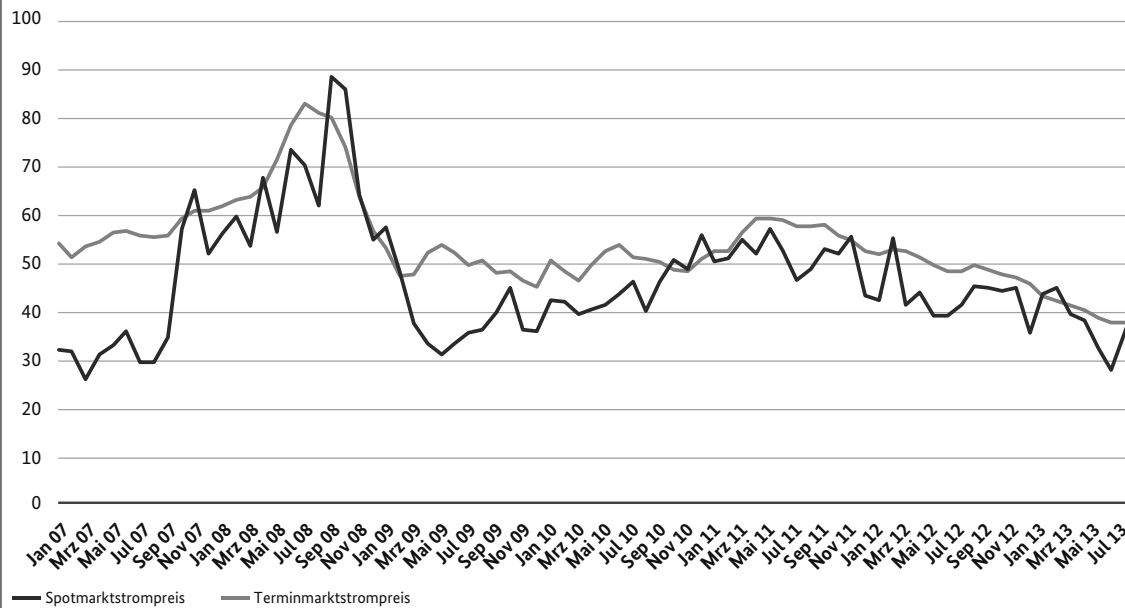
Der Strompreis hängt vom Zusammenwirken verschiedener Einflussfaktoren ab. So werden die Strompreise sowohl von marktgetriebenen Veränderungen von Angebot und Nachfrage beeinflusst, wie z. B. bei den Rohstoff- und CO₂-Zertifikatspreisen (siehe Kapitel 11.1.1), als auch von politischen Marktinterventionen, die im Strompreis als Steuern, Umlagen und Netzentgelte zum Ausdruck kommen. Die staatlich veranlassten Preisbestandteile der Endverbraucherpreise (einschließlich Netzentgelte) sind in den letzten Jahren deutlich gestiegen. Die Bundesregierung wird die Förderung der erneuerbaren Energien mit Blick auf bezahlbare Strompreise kosteneffizienter gestalten und dadurch Ausmaß und Geschwindigkeit der EEG-Umlage spürbar bremsen (siehe Kapitel 6).

Großhandelsstrompreise

Innerhalb des Strom-Terminhandels wird insgesamt ein Anteil von 7 Prozent über die Börse gehandelt. Mit 93 Prozent wird der Großteil des Stromhandels über bilaterale Verträge abgewickelt (siehe Kapitel 7.2.2).

Im Börsen-Terminhandel (EEX) werden Strommengen mit verschiedenen standardisierten Lieferzeiträumen gehandelt. Der Handel konzentriert sich vorrangig auf Kontrakte für das Folgejahr. Im Jahresdurchschnitt 2012 lag der Börsenpreis (baseload) bei 49,30 Euro/MWh (siehe Abbildung 11.4). Gegenüber dem Vorjahr 2011 stellt dies einen Preisrückgang von rund 12 Prozent dar. Die Preissteigerung, die sich 2011 ergeben hatte, wurde damit wieder ausgeglichen. Über einen 5-Jahreszeitraum setzte sich damit die Tendenz sinkender Preise fort (BNetzA/BKartA 2013). Im abgelaufenen Jahr 2013 sank der Börsenpreis (baseload) weiter auf 39,06 Euro/MWh.

Abbildung 11.4: Börsenstrompreise im Spotmarkt und Terminhandel
in Euro/100 l



Quelle: EEX – Monatsmittelwerte: Spotmarkt Day Base (Stundenkontrakte), Phelix-Futures (Baseload; Year Future)

Einen vergleichbaren Verlauf wies auch der Spotmarkt-Preis auf. An den drei Spotmarkt-Börsen, wo Strommengen für die Lieferzonen Deutschland und Österreich gehandelt werden, sind die Jahresdurchschnittspreise im Jahr 2012 im Vergleich zum Jahr 2011 um 15 bis 17 Prozent gesunken. Im EPEX-Spotmarktsegment bewegen sich die Preise auf einem niedrigen Durchschnittsniveau, zugleich haben die Schwankungen um diesen Durchschnittspreis gegenüber dem Vorjahr deutlich zugenommen (BNetzA/BKartA 2013).

Strompreise für Haushaltskunden

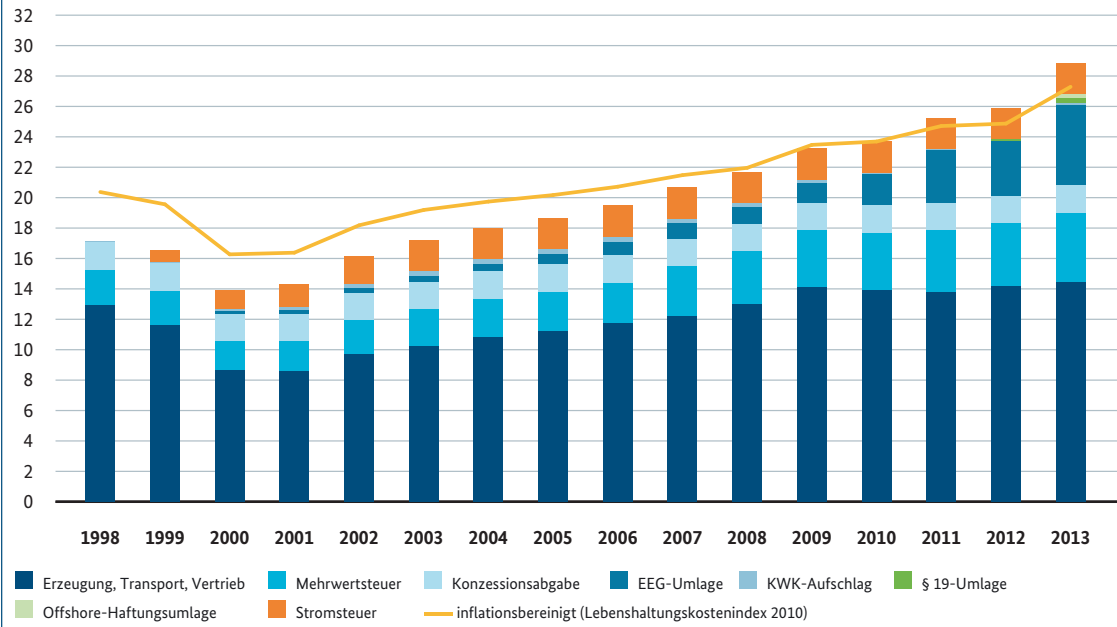
Die durchschnittlichen Strompreise für Haushaltskunden sind im Jahresdurchschnitt 2012 gegenüber 2011 weiter angestiegen. Sie betragen 25,89 ct/kWh (2011: 25,23 ct/kWh) und lagen damit um 0,66 ct/kWh (2,6 Prozent) höher als im Jahr 2011. Inflationsbereinigt fiel der Preisanstieg geringer aus.

Der Preisanstieg im Jahr 2012 ist teilweise auf die gestiegenen Kosten für Erzeugung, Transport und Vertrieb zurückzuführen, insbesondere die darin enthaltenen Netzentgelte stiegen 2012 an. Zum Preisanstieg beigetragen haben auch die Umlage nach § 19 Stromnetzentgeltverordnung und die gestiegene EEG-Umlage (siehe Abbildung 11.5). Die Mehrwertsteuer-Effekte entwickeln sich proportional dazu. Die EEG-Umlage erhöhte sich von 3,49 ct/kWh im Jahr 2011 auf 3,59 ct/kWh im Jahr 2012. Die Stromsteuer liegt dagegen seit dem Jahr 2003 unverändert bei 2,05 ct/kWh. Die Höhe der Konzessionsabgaben blieb in etwa konstant. Die KWK-Umlage ging zurück. Der Anteil der staatlich veranlassten Bestandteile (ohne Netzentgelte) am Haushaltsstrompreis betrug rund 45 Prozent.

Im Jahr 2013 verstärkte sich der Strompreisanstieg. Der durchschnittliche Strompreis für Haushaltskunden einschließlich Mehrwertsteuer erhöhte sich um 2,59 ct/kWh (11,4 Prozent) auf 28,84 ct/kWh. Der Preisanstieg für das Jahr 2013 ist zum überwiegenden Teil auf den Anstieg der EEG-Umlage zurückzuführen, die sich auf 5,28 ct/kWh erhöhte (siehe Kapitel 6). Die Offshore-Haftungsumlage kam als eine neue Preiskomponente hinzu. Der weitere Anstieg bei den Kosten für Erzeugung, Transport und Vertrieb sowie bei der Netzentgelt-Umlage fiel geringer aus als im Vorjahr.

Die Bundesregierung beabsichtigt, Ausmaß und Geschwindigkeit des Kostenanstiegs spürbar zu bremsen und die Kosten auf einem vertretbaren Niveau zu stabilisieren.

Abbildung 11.5: Strompreise für Haushaltskunden
in ct/kWh

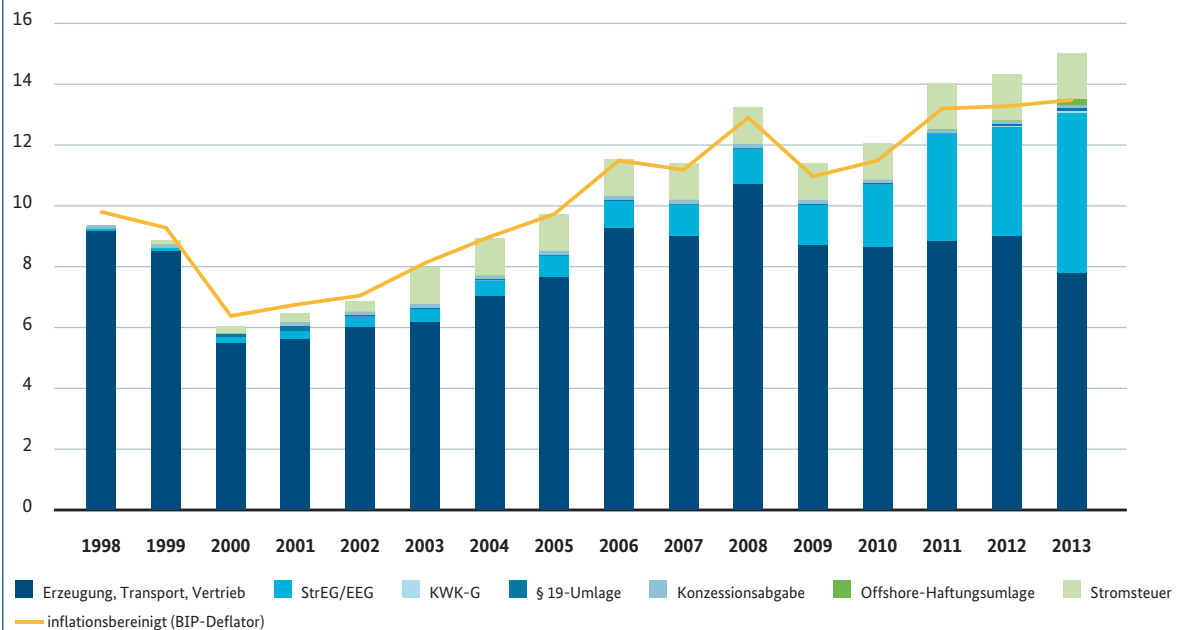


Quelle: BDEW (2013) – angenommen wird ein Drei-Personen-Haushalt mit einem Verbrauch von 3.500 kWh/Jahr. Werte einschließlich Steuern und Abgaben.

Strompreise für Gewerbe- und Industriekunden

Die Preissteigerungen für Haushaltskunden treffen auch Gewerbe- und Industriekunden, die nicht unter bestimmte Ausnahmetatbestände fallen (siehe Kapitel 11.2.3). Sie erhalten im Vergleich zu Haushaltskunden zum Teil Vergünstigungen in Form niedrigerer Konzessionsabgaben und Netzentgelte und teilweise niedrigerer Stromsteuern. Auch hier kann die Strompreisentwicklung von 2007 bis 2013 anhand der einzelnen Preisbestandteile nachgezeichnet werden (siehe Abbildung 11. 6; BDEW 2013).

Abbildung 11.6: Strompreise für nicht-begünstigte Gewerbe- und Industriekunden
in ct/kWh



Quelle: BDEW (2013)

Die Strompreise für nicht-begünstigte Gewerbe und Industrie sind im Jahresdurchschnitt 2012 gegenüber 2011 um 0,29 ct/kWh (2,1 Prozent) auf 14,33 ct/kWh gestiegen (mittelspannungsseitige Versorgung mit einem Abnahmeband von 100 kW/1.600h bis 4.000 kW/5.000 h). Inflationsbereinigt blieb der Preis nahezu konstant.

2013 stieg der Gewerbe- und Industriestrompreis um 0,69 ct/kWh (4,8 Prozent) auf 15,02 ct/kWh. Bei einem Anstieg der EEG-Umlage um 1,69 ct/kWh ergab sich ein geringerer Nettopreisanstieg aufgrund des gegenüber dem Vorjahr deutlichen Rückgangs der Kosten für Erzeugung, Transport und Vertrieb.

Die staatlich bestimmten Anteile (ohne Netzentgelte) sind deutlich gestiegen. Im Jahr 2007 beliefen sie sich auf etwa 21 Prozent des Endpreises, während sie im Jahr 2012 bereits bei etwa 37 Prozent lagen. Im Jahr 2013 (Stand: Oktober 2013) ist der Anteil auf etwa 48 Prozent angestiegen (BDEW 2013).

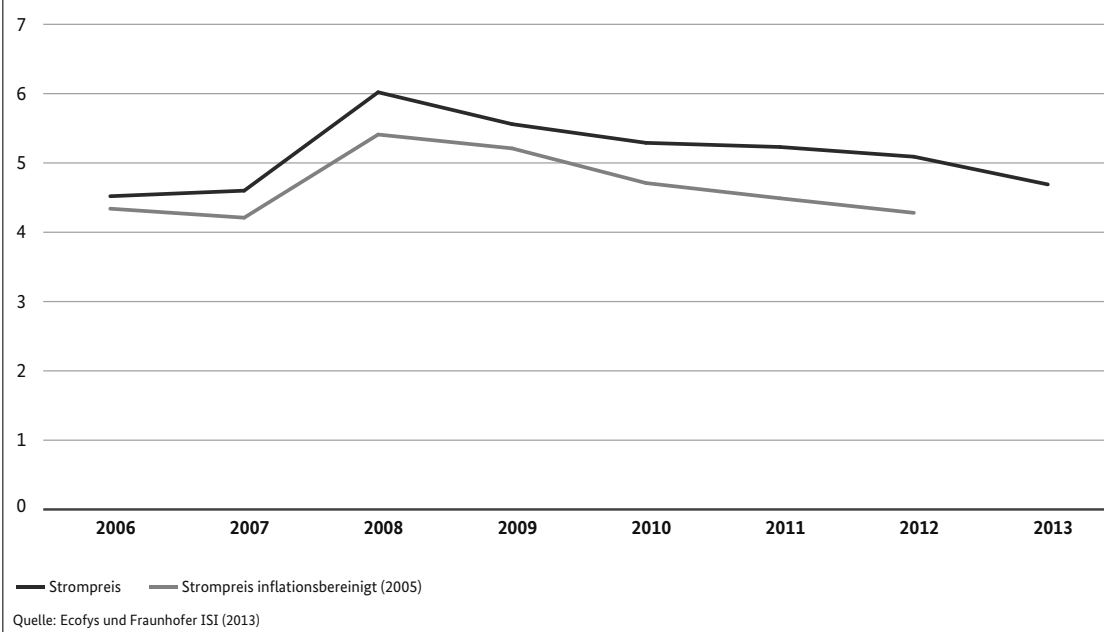
Für von der Stromsteuer begünstigte Betriebe stieg der Preis 2012 um 0,29 ct/kWh (2,3 Prozent) auf 12,79 ct/kWh. Im Jahr 2013 (Stand: Oktober 2013) betrug dieser Preis 13,49 ct/kWh. Das sind 0,70 ct/kWh (5,5 Prozent) mehr als im Vorjahr (BDEW 2013).

Strompreise für stromintensive Unternehmen

Sogenannte stromintensive Unternehmen erhalten dagegen Vergünstigungen bei der EEG-Umlage und anderen staatlich veranlassten Preisbestandteilen. Für dieses Verbrauchssegment gibt es keine amtlichen statistischen Erhebungen. Abschätzungen der Strompreise dieser Verbrauchergruppe gehen auf Berechnungen von Ecofys und Fraunhofer ISI zurück. Danach wird der Strompreis eines Unternehmens der stromintensiven Industrie anhand von statistischen Daten nachgebildet. Für die Strombezugskosten dieser Unternehmen wird eine Beschaffungsstrategie von 20 Prozent Spotmarketeinkauf und 80 Prozent langfristige Verträge unterstellt. Die langfristigen Verträge werden annahmegemäß jeweils zu einem Drittel mit zwei Jahren Vorlauffrist, zu einem Drittel mit einem Jahr Vorlauffrist und zu einem Drittel unterjährlich abgeschlossen. Die betrachteten Unternehmen unterliegen allen Ausnahmeregelungen bei Steuern und Abgaben.

Nach solchen Schätzungen sind die Strompreise für diese Großabnehmer seit dem Jahr 2008 kontinuierlich gesunken (Abbildung 11.7). Im Jahr 2012 lagen sie auf einem Niveau von rund 5,09 ct/kWh. Im Jahr 2013 betrug der Beschaffungspreis rund 4,69 ct/kWh. In der Praxis können die Strompreise von Großverbrauchern von diesen berechneten Schätzergebnissen abweichen.

Abbildung 11.7: Strompreise für stromintensive Unternehmen
in ct/kWh



Gewerbe- und Industriekunden zahlen sehr unterschiedliche Strompreise, da diese je nach Abnahmemenge und Kontinuität der Abnahme zwischen Stromversorger und Stromverbraucher individuell ausgehandelt werden. Abnahmemenge und Kontinuität der Abnahme beeinflussen auch die Befreiung und Entlastung von verschiedenen Steuern und Umlagen (bspw. EEG-Umlage oder Netzentgelte).

11.2 Europäischer Energiepreisvergleich

Die anderen EU-Mitgliedstaaten sehen sich vergleichbaren Marktentwicklungen für energetische Rohstoffe gegenüber wie Deutschland. Darüber hinaus zeichnet sich jeder Staat durch unterschiedlich gewachsene nationale Energieerzeugungsstrukturen aus. Der EU-Energiebinnenmarkt für Strom und Gas bestimmt zunehmend die Energiemarktregulierungen und beeinflusst entsprechend die nationalen Wettbewerbsstrukturen. Der europäische Preisvergleich schafft Transparenz über die preislichen Entwicklungen der letzten Jahre.

11.2.1 Gas- und Kraftstoffpreise in Deutschland und EU-Mitgliedstaaten

Im europäischen Vergleich lagen die Haushaltsgaspreise in Deutschland im Jahr 2012 mit (6,48 ct/kWh) unter dem EU-Durchschnitt (7,15 ct/kWh). Höchstpreise wurden nach wie vor in Dänemark gezahlt (10,83 ct/kWh). Haushalte im Vereinigten Königreich zahlten dagegen mit 5,78 ct/kWh deutlich weniger (Eurostat 2013; siehe Tabelle 11.2).

Für Gewerbe und Industrie in Deutschland lagen die Erdgaspreise (ohne Mehrwertsteuer) im Jahr 2012 mit 4,00 ct/kWh über dem europäischen Mittel (3,46 ct/kWh). Gegenüber dem Jahr 2011 hatte sich diese Preisdifferenz von 0,82 auf 0,54 ct/kWh verringert. Anders als in Deutschland (siehe Kapitel 11.1.2) sind die Preise für gewerbliche Abnehmer in der EU im Durchschnitt gestiegen. Die Gewerbegaspreise in den skandinavischen Ländern wie Dänemark fallen mit 6,88 ct/kWh generell höher aus. Dagegen zahlen die gewerblichen Abnehmer in Frankreich (3,08 ct/kWh) und dem Vereinigten Königreich (2,86 ct/kWh) deutlich niedrigere Preise als in Deutschland. Im Jahr 2012 ist der Preisabstand zu diesen beiden Staaten leicht zurückgegangen (Eurostat 2013; siehe Tabelle 11.2).

Tabelle 11.2: Erdgaspreise in EU-Mitgliedstaaten

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Haushaltskunden (in ct/kWh)						
Deutschland	6,13	7,62	5,89	5,71	6,4	6,48
EU (27 Länder)	5,21	6,29	5,31	5,67	6,48	7,15
Frankreich	5,15	5,78	5,83	5,75	6,46	6,82
Italien	6,17	7,2	5,34	7,87	8,75	9,68
Dänemark	13,28	9,56	9,64	10,84	10,85	10,83
Vereinigtes Königreich	3,57	4,78	4,26	4,22	5,23	5,78
Industriekunden (in ct/kWh)						
Deutschland	3,12	4,09	3,29	3,71	4,07	4
EU (27 Länder)	2,63	3,48	2,66	2,9	3,22	3,46
Frankreich	2,74	3,51	2,68	2,77	2,86	3,08
Italien	2,64	3,68	2,45	2,65	3,07	3,52
Dänemark	2,27	5,83	4,79	6,21	6,26	6,88
Vereinigtes Königreich	2,2	2,99	1,95	2,14	2,57	2,86

Quelle: Eurostat (2013) – Angaben für das jeweilige 2. Halbjahr und ohne Mehrwertsteuer

Die deutschen Preise für Benzin-, Super- und Diesel-Kraftstoffe, für die vergleichbare Daten auf Ebene der EU-Mitgliedstaaten vorliegen, liegen im europäischen Mittel. Beim leichten Heizöl weist Deutschland ein vergleichsweise günstiges Preisniveau auf.

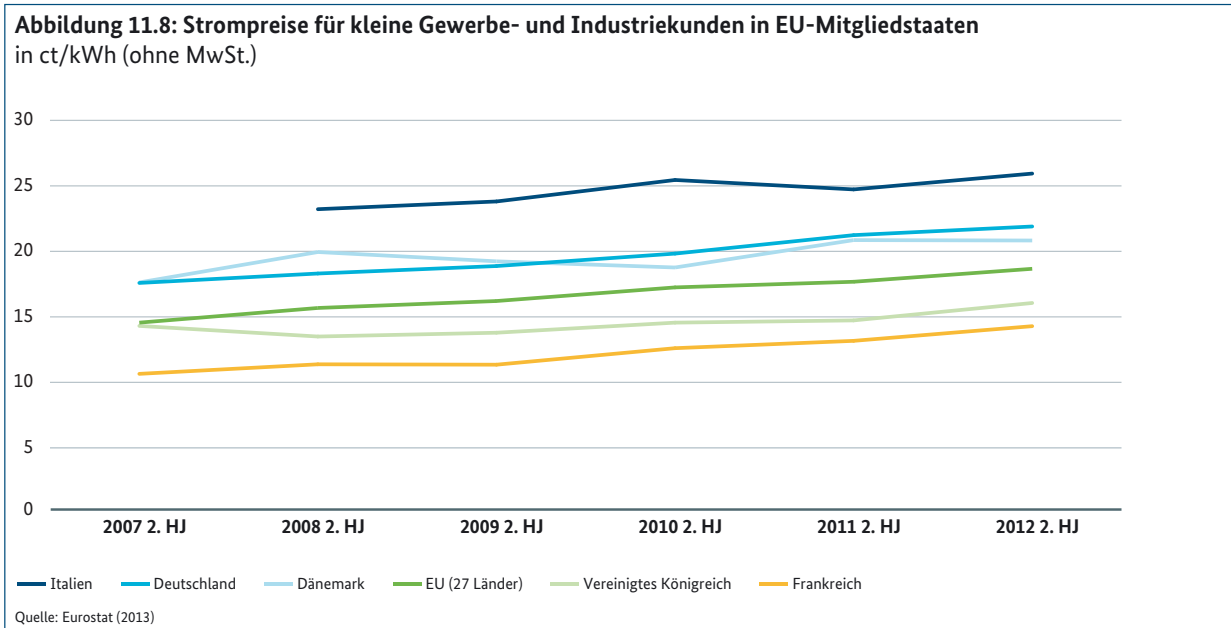
11.2.2 Strompreise in Deutschland und EU-Mitgliedstaaten

Strompreise in Deutschland sind traditionell höher als in einigen Nachbarländern und sie liegen größtenteils über dem europäischen Mittel. Dies hat strukturelle Gründe, wie insbesondere das hohe Niveau an Versorgungssicherheit sowie seit jeher höhere Umwelt- und Klimaschutzstandards.

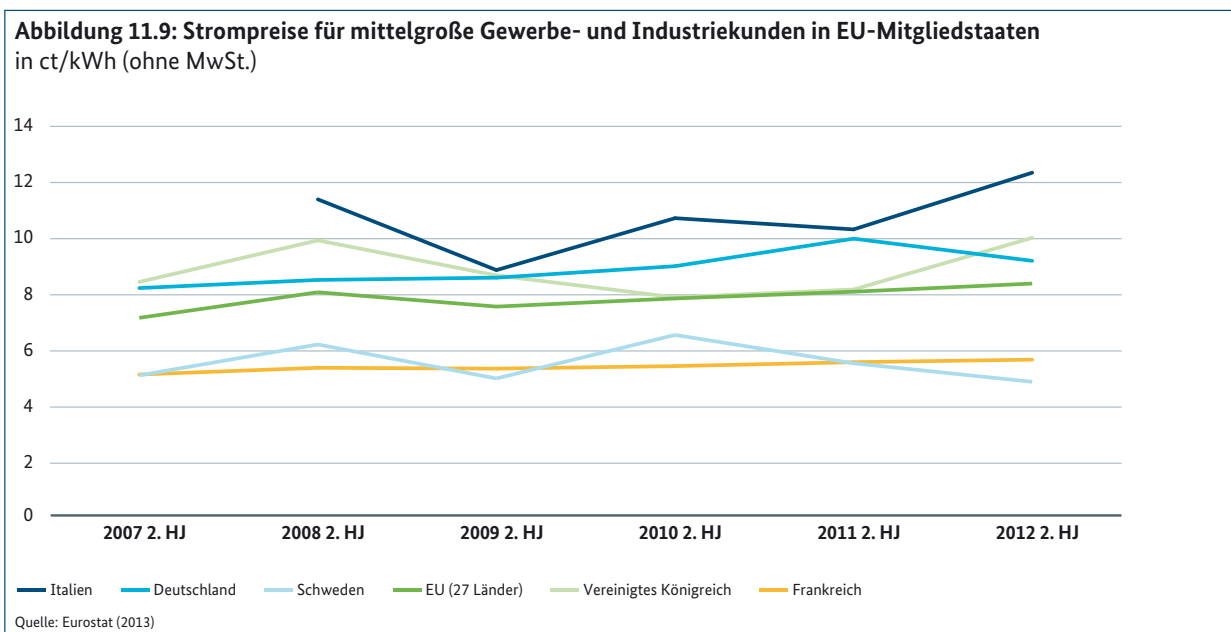
Die Strompreise für Haushaltskunden in Deutschland liegen unter Einbeziehung aller staatlich veranlassten Preisbestandteile seit einigen Jahren über dem EU-Durchschnitt. Diese Entwicklung hat sich auch im Jahr 2012 fortgesetzt (Eurostat 2013; BNetzA/BKartA 2013). Auch bei einer Betrachtung ohne Abgaben und Steuern liegen die Haushaltsstrompreise in Deutschland rund fünf Prozent über dem EU-Durchschnitt (BNetzA/BKartA 2013).

Auch 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 (siehe Kapitel 11.2.3). Im europäi-

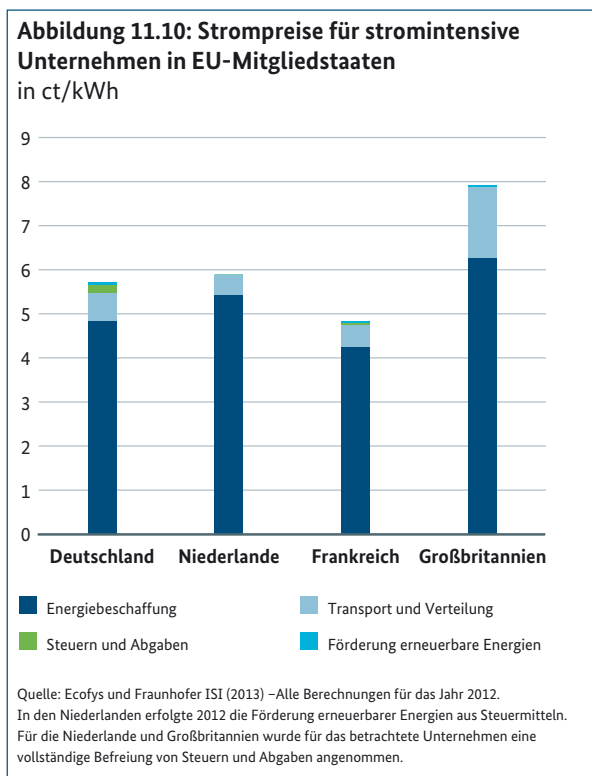
schen Vergleich zeigt sich generell eine Entwicklung steigender Strompreise für kleine Industrie- und Gewerbekunden (Verbrauch bis 20 MWh/Jahr) (siehe Abbildung 11.8). In Deutschland lagen die Strompreise für diese Endverbrauchergruppe im 2. Halbjahr 2012 um 17,3 Prozent über dem EU-Durchschnitt.



Auch für mittelgroße Industrie- und Gewerbekunden (Verbrauch 70.000 bis 150.000 MWh/Jahr) liegen die Strompreise in Deutschland im europäischen Vergleich über dem Durchschnitt (siehe Abbildung 11.9).



Aufgrund verschiedener Ausnahmeregelungen gelten für die stromintensiven Unternehmen national als auch international andere Preise. Allerdings liegen für diese Verbrauchsgruppen keine amtlichen Daten vor. Schätzungen für das Jahr 2012 wurden von Ecofys und Fraunhofer ISI vorgenommen. Abbildung 11.10 zeigt die Ergebnisse zu Strompreisen für stromintensive Unternehmen in verschiedenen EU-Mitgliedsstaaten im Jahr 2012. Für Deutschland wird ein Unternehmen mit einem Jahresverbrauch von 100 GWh und mehr und einem Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung von mindestens 20 Prozent angenommen. Um einen Vergleich mit den anderen EU-Ländern zu gewährleisten, werden auch für die dort ansässigen energieintensiven Unternehmen umfassende Sonderregeln bei Steuern, Abgaben und Umlagen angenommen. Wesentlicher Preisbestandteil für diese Verbrauchsgruppe sind die direkten Beschaffungskosten (Stromgroßhandelspreise). Daneben fallen Kosten in Form von reduzierten Netzentgelten an. Der Anteil der übrigen, staatlich bedingten Preisbestandteile, wie Steuern und Abgaben ist von geringerer Bedeutung oder fällt gar nicht an.



11.2.3 Energiepreise für die im internationalen Wettbewerb stehende Wirtschaft

Im Vergleich zu vielen anderen Staaten sind die Energiepreise in Deutschland, insbesondere die Strompreise, relativ hoch. Dadurch können Unternehmen, die in Deutschland produzieren und im internationalen Wettbewerb stehen, Kostennachteile gegenüber Unternehmen an Konkurrenzstandorten entstehen. Vor diesem Hintergrund kommt den staatlich bedingten Bestandteilen der Energiepreise (siehe Kapitel 11.1), die zu großen Teilen in anderen Staaten so nicht anfallen, eine besondere Bedeutung für die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen zu.

Energiesteuer und Stromsteuer

Das Energiesteuer- und Stromsteuerrecht sehen Regelungen vor, wonach Unternehmen des Produzierenden Gewerbes unter bestimmten Voraussetzungen von der Energiesteuer und Stromsteuer um bis zu 90 Prozent entlastet werden. Diese Regelungen sind mit Steuermindereinnahmen verbunden (siehe Tabelle 11.3). Von ihnen gehen jedoch keine Umverteilungswirkungen innerhalb der Gruppe der Stromabnehmer aus und damit auch keine preistreibenden Effekte. Mit Ablauf des Jahres 2012 ist die Regelung des sog. Spitzenausgleichs bei der Energiesteuer und Stromsteuer neu gefasst worden (siehe Kapitel 11.4).

Tabelle 11.3: Mindereinnahmen durch Entlastungen bei der Energiesteuer und Stromsteuer

Mindereinnahmen in Millionen Euro	2011	2012	2013	2014
Energiesteuerbegünstigung für bestimmte Prozesse und Verfahren (§§ 37, 51 EnergieStG)	565	611	615	615
Energiesteuerbegünstigung für Unternehmen des Produzierenden Gewerbes und Unternehmen der Land- und Forstwirtschaft (§ 54 EnergieStG)	274	184	170	170
Energiesteuerbegünstigung für Unternehmen des Produzierenden Gewerbes in Sonderfällen (Spitzenausgleich) (§ 55 EnergieStG)	170	174	180	180
Stromsteuerbegünstigung für bestimmte Prozesse und Verfahren (§ 9a StromStG)	556	722	720	720
Stromsteuerbegünstigung für Unternehmen des Produzierenden Gewerbes und Unternehmen der Land- und Forstwirtschaft (§ 9b StromStG)	354	994	1.000	1.000
Stromsteuerbegünstigung für Unternehmen des Produzierenden Gewerbes in Sonderfällen (Spitzenausgleich) (§ 10 StromStG)	1.918	2.008	2.000	2.000

Quelle: BMF (2013)

Die Entlastungsregelungen leisten einen unverzichtbaren Beitrag zum Erhalt des Industriestandorts Deutschland. Dies schließt auch solche Wertschöpfungsketten ein, die den Umbau der Energieversorgung in Deutschland ermöglichen. Die wirtschaftliche Entwicklung in Deutschland und Europa im Jahr 2012 hat gezeigt, dass leistungsstarke und damit international wettbewerbsfähige energieintensive Industrien wichtig für Wachstum und Beschäftigung sind. Sie sind regelmäßig der Grund für die Ansiedlung nachgelagerter Produktionsstandorte in Deutschland und damit indirekt verantwortlich für die Schaffung und den Erhalt von Arbeitsplätzen.

Umlagen nach EEG und KWKG

Auch die Ausnahmeregelungen bei den Umlagen nach dem EEG und KWKG tragen zur Begrenzung der Belastungen für Unternehmen des Produzierenden Gewerbes sowie des schienengebundenen Verkehrs bei. Damit dienen diese Regelungen dazu, Wettbewerbsverzerrungen beziehungsweise Wettbewerbsnachteile für Unternehmen in Deutschland zu vermeiden. Da die Belastungen vor allem im Bereich des EEG anfallen, ist hier eine Begrenzung der Belastungen bzw. eine Entlastung der Unternehmen besonders wichtig (siehe Tabelle 11.4). Das Entlastungsvolumen im Bereich des EEG für die Besondere Ausgleichsregelung und das Eigenstromprivileg hat vor allem aufgrund der steigenden EEG-Differenzkosten kontinuierlich zugenommen (siehe Kapitel 6.6). So sind die jahresscharf berechneten EEG-Differenzkosten von 2,76 Milliarden Euro im Jahr 2005 auf 17 Milliarden Euro (einschließlich Liquiditätsreserve und Defizit auf dem EEG-Konto) im Jahr 2012 angestiegen. Das damit korrespondierende Entlastungsvolumen bei der Besonderen Ausgleichsregelung lag im Jahr 2012 bei 2,7 Milliarden Euro und hat sich gegenüber 2011 um 0,8 Prozent verringert.

Anders als im Steuerrecht führen die Ausnahmen im EEG und KWKG bei den nicht begünstigten Verbrauchern zu Strompreiserhöhungen. Dieser Effekt lässt sich am Beispiel der EEG-Umlage wie folgt beziffern: Durch die Besondere Ausgleichsregelung (BesAR) des EEG wurden für das Jahr 2012 insgesamt 734 Unternehmen mit einer Verbrauchsmenge von 86,126 TWh weitgehend von der EEG-Umlage befreit (siehe Kapitel 6). Ohne die Entlastung durch die BesAR wäre die EEG-Umlage im Jahr 2012 um rund 0,63 ct/kWh (17,5 Prozent) niedriger ausgefallen. Im Jahr 2014 wird dieser Wert voraussichtlich auf 1,35 ct/kWh ansteigen (siehe Tabelle 11.4). Zu Angaben zum Entlastungsvolumen vgl. Kapitel 6.6.

Tabelle 11.4: Entlastungsregelungen aufgrund der Besonderen Ausgleichsregelung

	Einheit	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014**
Inanspruchnahme der BesAR	GWh	70.161	72.050	77.991	65.023	80.665	85.118	86.126	96.225	106.523
Höhe der EEG-Umlage	ct/kWh	0,85	0,96	1,15	1,31	2,3*	3,2*	3,59	5,28	6,24
Anteil der Privilegierung an der EEG-Umlage	ct/kWh	0,11	0,14	0,17	0,17	0,39	0,6	0,63	1,04	1,35
	Prozent	12,9 %	14,6 %	14,8 %	13,0 %	16,8 %	18,8 %	17,5 %	19,7 %	21,6 %

Quelle: BMU/BAFA(2013)

* Ist-Werte bei jahresscharfer Abrechnung, die Prognosen der ÜNB waren zunächst von 2,05 ct/kWh (2010) beziehungsweise 3,53 ct/kWh (2011) ausgegangen

** Zahlen auf Basis der Prognose der Übertragungsnetzbetreiber

Im Rahmen der Reform des EEG wird die Bundesregierung die Besondere Ausgleichsregelung europarechtskonform so weiter entwickeln, dass einerseits die Wettbewerbsfähigkeit der stromintensiven Industrie gewährleistet bleibt und andererseits diese angemessen an den Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien beteiligt wird (siehe Kapitel 6.6.2).

Stromnetzentgelte

Netzentgelte sind Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsübertragungs- und Elektrizitätsverteilernetzen. Die Bundesregierung hat bereits 2012 mit Zustimmung des Bundesrats die besondere Netzentgeltregelung für besonders stromintensive Unternehmen durch Ordnungsänderung passgenauer ausgestaltet. Die bisher vollständig von den Netzentgelten befreiten Unternehmen werden künftig stärker an den Netzkosten beteiligt, indem ein gestaffeltes Netzentgelt zu zahlen ist. Die Staffelung berücksichtigt, ob die betroffenen Unternehmen einen besonders hohen und gleichmäßigen Stromverbrauch aufweisen. Dazu wurde zum 1. Januar 2014 die sogenannte „physikalische Komponente“ eingeführt, die bei der Bestimmung der Höhe des zu zahlenden Netzentgeltes zu berücksichtigen ist. Aufgrund der Regelungen der Stromnetzentgeltverordnung fielen die Netzentgelte für die betroffenen Unternehmen im Jahr 2012 in ihrer Höhe schätzungsweise um insgesamt 0,44 Milliarden Euro geringer aus.

Die Bundesregierung wird das System der Netzentgelte auf eine faire Lastenverteilung bei der Finanzierung der Netzinfrastruktur überprüfen und daraufhin, ob es den Anforderungen der Energiewende gerecht wird.

Konzessionsabgaben

Konzessionsabgaben sind privatrechtliche Gegenleistungen für die Nutzung kommunaler Verkehrswege zur Versorgung von Letztverbrauchern mit Strom und Gas im Gemeindegebiet. Seit 1992 werden sie auf Basis der Konzessionsabgabenverordnung erhoben. Die Regelung sieht bezüglich der Bemessung von Konzessionsabgaben eine Unterscheidung zwischen Tarifkunden und Sondervertragskunden vor. Für Tarifkunden richten sich die Konzessionsabgaben nach der Einwohnerzahl der jeweiligen Gemeinde und dem Lieferzeitpunkt. Für die Belieferung von Sondervertragskunden sind davon unabhängig Höchstbeträge festgesetzt. Der Unterschied der höchstzulässigen Abgabesätze zwischen Tarif- und Sondervertragskunden gründet sich darin, dass die Sondervertragskunden typischerweise über Mittelspannungs- oder Hochspannungsleitungen versorgt werden. Für deren Verlegung werden die öffentlichen Verkehrswege weniger in Anspruch genommen als für das Niederspannungsnetz, über das vor allem Tarifkunden versorgt werden. Entsprechend gelten Stromlieferungen aus dem Niederspannungsnetz in der Regel konzessionsabgabenrechtlich als Lieferungen an Tarifkunden. Aufgrund dieser Differenzierung fällt die Abgabenlast aus den Konzessionsabgaben für Sondervertragskunden geringer aus als für Tarifkunden. Nach Schätzungen betrug die Reduzierung der Abgabenlast im Jahr 2012 3,9 Milliarden Euro.

11.3 Energiekosten

Energiepreise und Energiebezugsmengen sind wesentlich für die Kosten, die Haushalten und Unternehmen für den Bezug von Energie entstehen. Während steigende Energiepreise einen Anreiz für weitere Energieeinsparungen und für die Anwendung innovativer und effizienter Energietechnologien setzen können, muss die Kostenlast für die Verbraucher insgesamt verhältnismäßig und bezahlbar bleiben.

11.3.1 Haushalte

In den vergangenen Jahren sind aus Sicht der Haushalte sowohl die Energieausgaben als auch die Einkommen angestiegen. In Relation zu den durchschnittlichen Haushaltsnettoeinkommen zeigt sich eine spürbare Steigerung der Energieausgaben, die je nach Haushaltsgröße unterschiedlich stark ausfällt. Dieser Trend hat sich auch im Jahr 2012 fortgesetzt. Diese Kostensteigerung ist aber nicht gänzlich der Energiewende zuzurechnen.

Die Entwicklung der Energieausgaben von privaten Haushalten wird hier mittels definierter Musterhaushalte dargestellt. Die zugrunde liegenden durchschnittlichen jährlichen Energiepreise und Einkommen beruhen auf Jahresdaten des Statistischen Bundesamtes. Die Energieverbräuche wurden auf Basis von Angaben des Statistischen Bundesamtes, einer Erhebungsstudie von RWI/forsa (2013), einer Stromverbrauchserhebung der EnergieAgentur.NRW sowie des Kompendiums „Verkehr in Zahlen“ (DIW 2013) festgelegt. Dabei wurden über den Zeitverlauf mengenmäßig konstante Verbräuche unterstellt. Für die hier entworfenen Musterhaushalte wird unterstellt, dass sie Warmwasser nicht elektrisch sondern mit dem Energieträger Gas erzeugen und Gas auch für die Erzeugung von Raumwärme verwenden.

Die tatsächlichen Energiekosten von Haushalten sind von zahlreichen Faktoren abhängig. Dazu gehören äußere Faktoren, wie beispielsweise ein witterungsbedingt unterschiedlicher Wärmebedarf. Darüber hinaus können die Haushalte ihre Energiekosten selbst beeinflussen, beispielsweise durch Energieeinsparungen oder den Wechsel von Energieanbietern beziehungsweise -tarifen.

Für eine Kostenbetrachtung einkommensschwacher Haushalte werden in Anlehnung an die Armutsgefährdungsdefinition der Europäischen Union bzw. des Statistischen Bundesamtes (60 Prozent des mittleren Einkommens der Gesamtbevölkerung) vereinfachend 60 Prozent der hier verwendeten Haushaltsnettoeinkommen zugrunde gelegt. Da zum Energieverbrauch einkommensschwacher Haushalte bisher nur wenig belastbare statistische Daten vorliegen, werden für diese Haushaltsgruppe die gleichen Verbräuche wie bei den übrigen Musterhaushalten verwendet. Die beiden Musterhaushaltstypen unterscheiden sich demzufolge (bei identischen Energiepreisen) nicht in den absoluten Energieausgaben, sondern nur in ihren Anteilen am jeweiligen Haushaltsnettoeinkommen.

Die jährlichen Energiegesamtausgaben (Strom, Gas, Superbenzin) des Ein-Personen-Musterhaushalts erhöhten sich von 2011 auf 2012 um rund 127 Euro (siehe Abbildung 11.11 und Tabelle 11.5). An dieser Ausgabensteigerung hatte Strom einen Anteil von 10 Prozent, Gas von 23 Prozent und Superbenzin von 67 Prozent.

Die entsprechenden jährlichen Energiegesamtausgaben des Vier-Personen-Musterhaushalts (Paar mit 2 Kindern unter 18 Jahren) erhöhten sich um rund 175 Euro (siehe Tabelle 11.5 und Abbildung 11.12). An diesem Anstieg hatte Strom einen Anteil von 18 Prozent, Gas von 27 Prozent und Superbenzin von 55 Prozent.

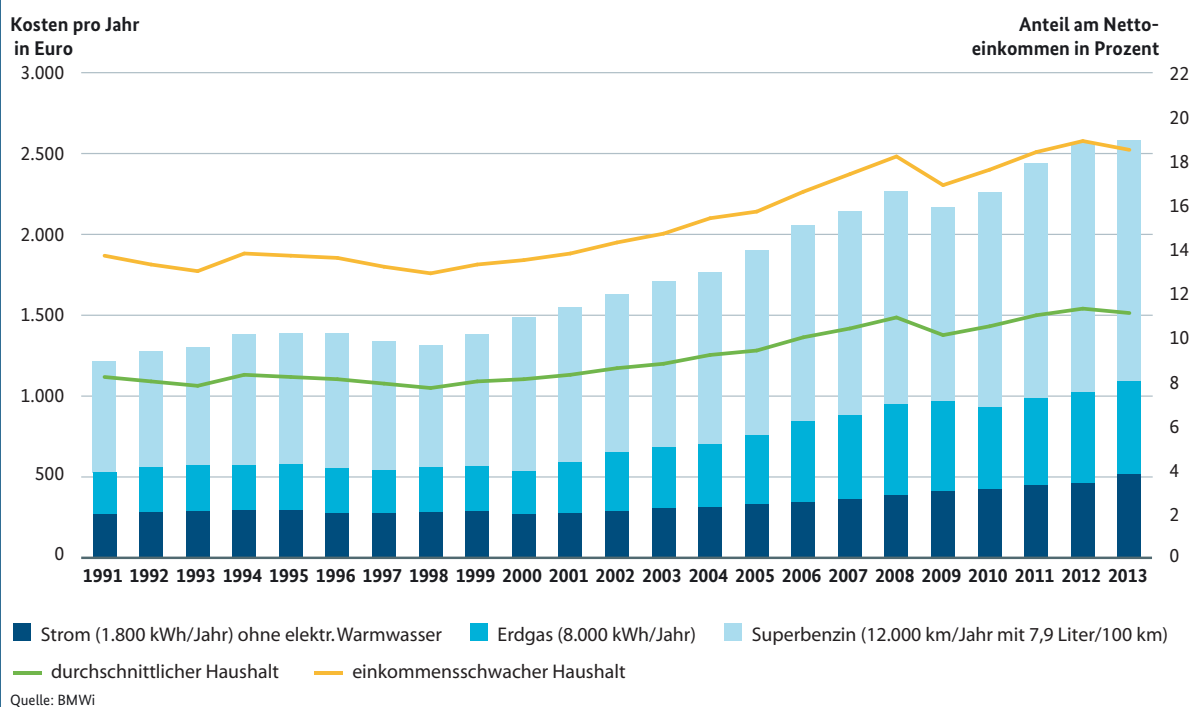
Für beide Haushaltsgruppen gilt, dass vor allem die Pkw-Nutzung einen großen Einfluss auf den Anteil der Energiegesamtausgaben am Nettoeinkommen hat. Der Anteil der Strom- und Gaskosten fällt im Vergleich wesentlich niedriger aus.

Tabelle 11.5: Einkommen und Energieausgaben von Ein- und Vier-Personen-Musterhaushalten

Haushaltstyp	Haushaltsnettoeinkommen pro Jahr	Gesamtkosten (Strom, Gas, Kraftstoffe) pro Jahr	Anteil der Gesamtausgaben am Einkommen	davon Strom	davon Gas	davon Superbenzin
	2012 (in Klammern: 2011)					
1-Person	22.713 €	2.570 €	11,30 %	2,00 %	2,50 %	6,80 %
	(22.116 €)	(2.442 €)	(11,00 %)	(2,00 %)	(2,40 %)	(6,60 %)
1-Person (60% des Einkommens)	13.628 €	identisch	18,90 %	3,40 %	4,10 %	11,30 %
	(13.270 €)		(18,40 %)	(3,40 %)	(4,00 %)	(11,00 %)
4-Personen	54.871 €	3.805 €	6,90 %	2,10 %	1,60 %	3,20 %
	(53.428 €)	(3.631 €)	(6,80 %)	(2,10 %)	(1,60 %)	(3,10 %)
4-Personen (60% des Einkommens)	32.922 €	identisch	11,60 %	3,50 %	2,70 %	5,30 %
	(32.057 €)		(11,30 %)	(3,50 %)	(2,60 %)	(5,20 %)

Quelle: BMWi, Eigene Berechnungen – Kleinere Abweichungen durch Rundungen

Abbildung 11.11: Jährliche Energieausgaben eines 1-Personen-Musterhaushalts
Mietwohnung in Mehrfamilienhaus mit Gasheizung



Von 2011 zu 2012 stiegen die durchschnittlichen Preise für Strom um 2,7 Prozent, für Superbenzin um 5,8 Prozent und für Gas um 5,6 Prozent. Der Preis für Heizöl, das in den obigen Musterhaushalten nicht abgebildet ist, stieg um 8,8 Prozent. Das bedeutet, dass die Haushalte, die Raumwärme und ggf. Warmwasser mit Heizöl erzeugen, mit höheren Kosten belastet waren als Haushalte, die für diese Zwecke Gas eingesetzt haben.

Für das Jahr 2013 sind geringere Ausgabensteigerungen zu erwarten, da der Preisanstieg bei Strom zum Teil durch gesunkene Kraftstoffpreise ausgeglichen wird. Bezogen auf die weiter steigenden Haushaltsnettoeinkommen sinkt der Anteil der Energieausgaben sogar leicht (Ein-Personen-Haushalt) bzw. stagniert (Vier-Personen-Haushalt).

11.3.2 Industrie

Die Energiebezugskosten der Industrie in Deutschland sind auf den internationalen Beschaffungsmärkten im Jahr 2012 kaum angestiegen. Die Energiekosten der Industrie betragen rund 37,2 Milliarden Euro. Sie haben gegenüber dem Vorjahr um rund 0,6 Milliarden Euro (1,6 Prozent) zugenommen (siehe Abbildung 11.13.)

Abbildung 11.12: Jährliche Energieausgaben eines Vier-Personen-Musterhaushalts
Mietwohnung in Mehrfamilienhaus mit Gasheizung

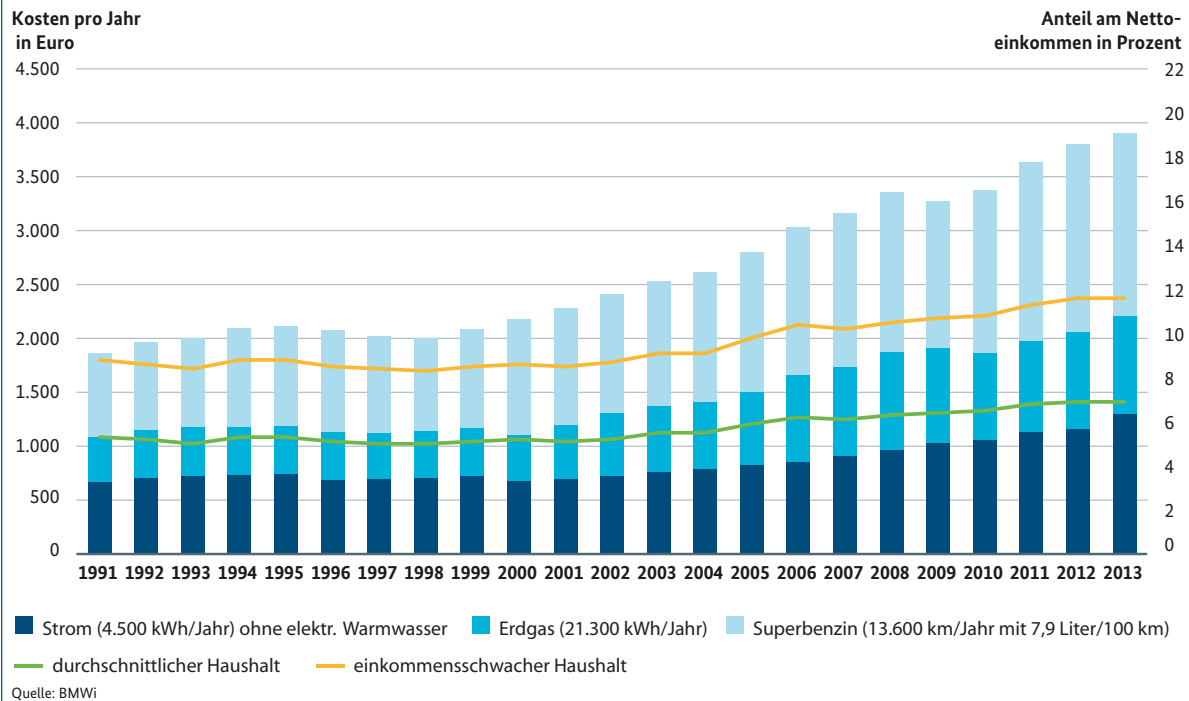
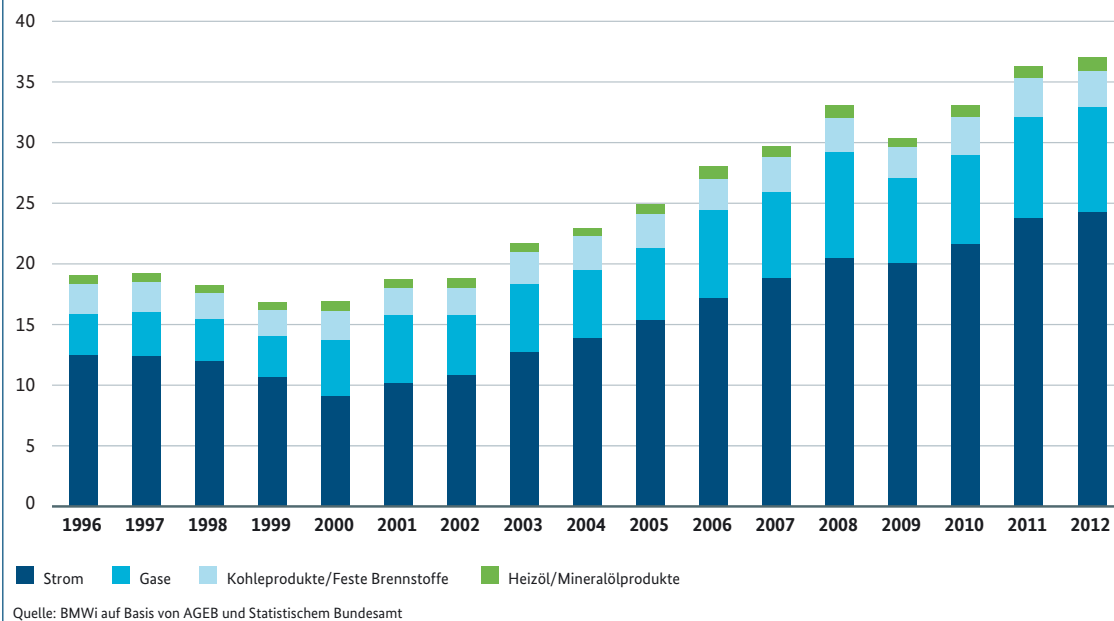
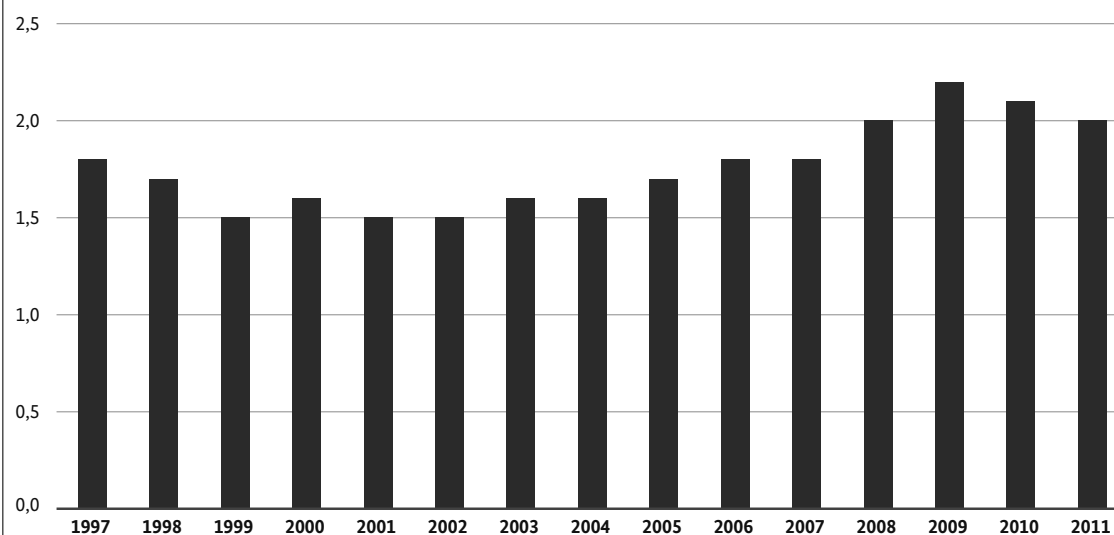


Abbildung 11.13: Energiekosten in der Industrie
in Mrd. Euro



Im Durchschnitt lag die Energiekostenbelastung des Verarbeitenden Gewerbes gemessen als Anteil der Energiekosten am Bruttoproduktionswert im Jahr 2011 bei 1,97 Prozent und damit unterhalb des Niveaus von 2010 (2,14 Prozent) (siehe Abbildung 11.14).

Abbildung 11.14: Anteil der Energiekosten im Verhältnis zum Bruttoproduktionswert im Verarbeitenden Gewerbe in Prozent

Quelle: Statistisches Bundesamt, BMWi

Die verschiedenen Wirtschaftszweige sind je nach Bedeutung des Energieeinsatzes im Produktionsprozess in unterschiedlichem Ausmaß von der Entwicklung der Energiekosten betroffen. Ein weiterer Indikator für die Energiekostenbelastung ist neben dem Energiekostenanteil am Bruttoproduktionswert der Energiekostenanteil an der Bruttowertschöpfung.

In Untergruppen des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden sowie des Verarbeitenden Gewerbes können die Anteile deutliche Unterschiede aufweisen. In einzelnen Untergruppen liegen die Energiekostenanteile am Bruttoproduktionswert zum Teil deutlich über 10 Prozent, beispielsweise in der Herstellung von Zement oder Industriegasen (siehe Tabelle 11.6).

Tabelle 11.6: Energiekostenbelastung ausgewählter Wirtschaftszweige

Wirtschaftszweig	Anteil am Bruttoproduktionswert 2011 (in Prozent)	Anteil an Brutto-Wertschöpfung 2011 (in Prozent)
Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden	6,7	18,7
Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau	9,8	28,1
Gewinnung von Natursteinen, Kalk- u. Gipsstein, Kreide usw.	13,1	38,0
Kohlenbergbau, Torfgewinnung	5,9	22,5
Gewinnung von Erdöl und Erdgas	2,4	5,2
Verarbeitendes Gewerbe	2,0	7,3
Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden	7,2	23,4
Herstellung von Industriegasen	25,5	86,6
Herstellung von Kalk und gebranntem Gips	24,4	70,3
Herstellung von Zement	17,1	52,4
Herstellung von Ziegeln und sonstiger Baukeramik	14,5	38,5
Herstellung von Hohlglas	14,9	39,8
Herstellung von Flachglas	13,9	47,6
Metallerzeugung und -bearbeitung	5,1	29,7
Papiergewerbe	6,4	28,5
Chemische Industrie	4,4	19,3
Holzgewerbe (ohne Herstellung v. Möbeln)	3,7	16,4
Textilgewerbe	3,7	13,1
Ernährungsgewerbe	2,4	13,6
Herstellung v. Metallerzeugnissen	2,2	6,3

Quelle: Statistisches Bundesamt, BMWi

11.3.3 Volkswirtschaft

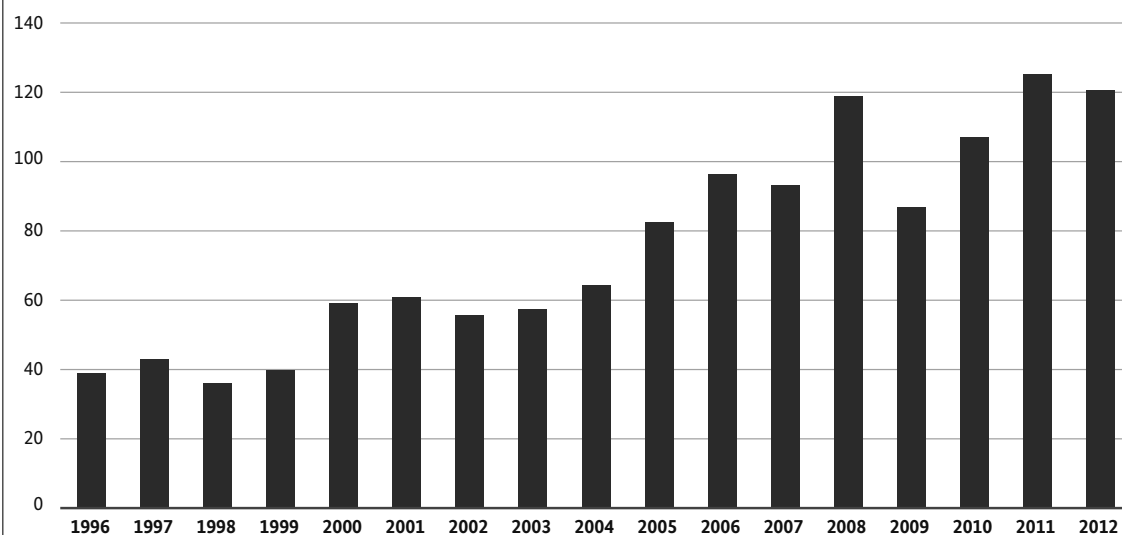
Die Gesamtausgaben für den Primärenergieverbrauch in Deutschland lagen im Jahr 2012 bei rund 134 Milliarden Euro. Sie waren damit um 7,8 Milliarden Euro (6,2 Prozent) höher als im Jahr 2011 (siehe Abbildung 11.15).

Bei einer Zunahme des Bruttoinlandsprodukts (BIP) in 2012 um 2,0 Prozent (real 0,7 Prozent) erhöhte sich das Verhältnis von Energieausgaben zum BIP von rund 4,9 auf 5,0 Prozent und lag damit leicht über dem Vorjahr.

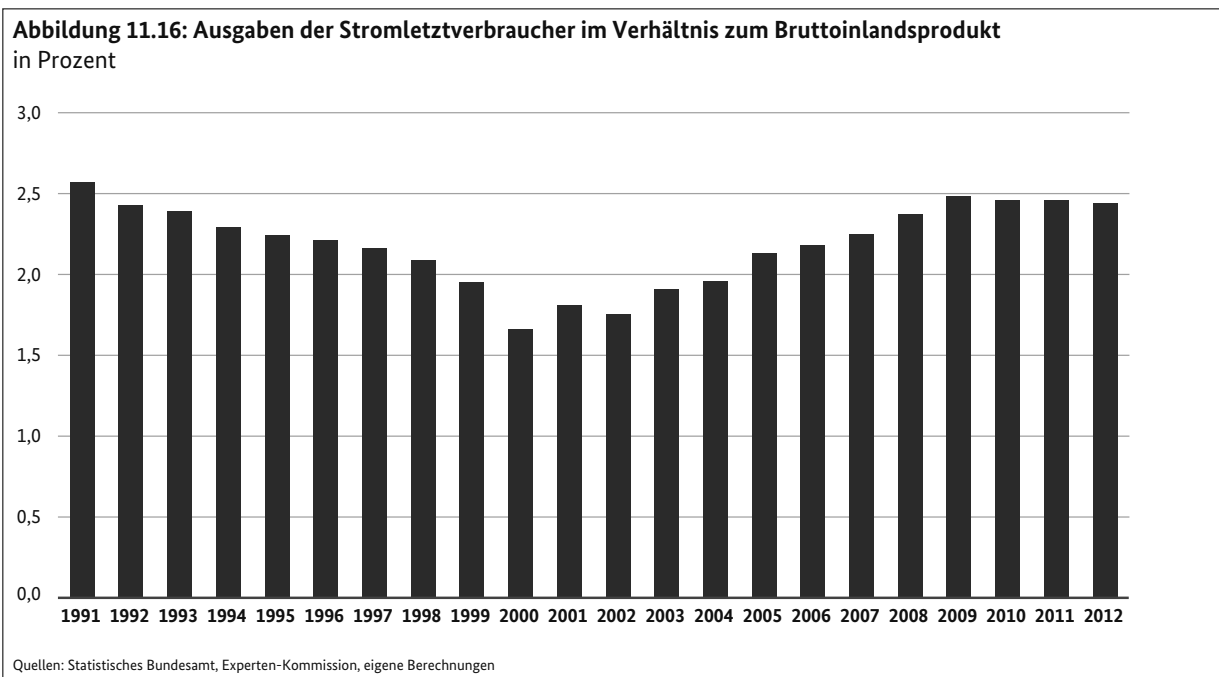
Die Ausgaben für den gesamten Endenergieverbrauch betragen im Jahr 2012 rund 356 Milliarden Euro. Das entspricht einem Anstieg von 5,1 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Das Verhältnis von (End-)Energieausgaben zum BIP stieg von 13,0 Prozent auf 13,5 Prozent im Jahr 2012.

Die Gesamtausgaben der Letztverbraucher für Strom sind ein weiterer gesamtwirtschaftlich aggregierter Indikator, um die Belastung der Verbraucher in Deutschland abzubilden (Quelle: 1. Stellungnahme der Experten-Kommission, 2012). Sie sind im Jahr 2012 gegenüber dem Vorjahr von 64,2 Milliarden Euro auf 65,0 Milliarden Euro angestiegen. Im Verhältnis zum nominalen BIP sind die Energieausgaben von 2002 bis 2009 schneller gestiegen. Vorausgegangen war eine Phase sinkender relativer Stromausgaben in den 1990er Jahren (siehe Abbildung 11.16). Im Jahr 2012 lag der Anteil bei 2,44 Prozent. Das entspricht dem Niveau der frühen 1990er Jahre. Damit wurde auch das Vorjahresniveau (2,46 Prozent) in etwa gehalten.

Abbildung 11.15: Ausgaben für den Primärenergieverbrauch
in Mrd. Euro



Quelle: BMWi, eigene Berechnungen auf Basis der AG Energiebilanzen



11.4 Maßnahmen für wettbewerbsfähige und bezahlbare Energiepreise

Die Produktion hochwertiger Güter und Anlagen ist eine traditionelle Domäne Deutschlands. Wohlstand und Beschäftigung hängen in hohem Maße von der Entwicklung der Industrie ab. Der Anteil des Verarbeitenden Gewerbes an der Bruttowertschöpfung lag im Jahr 2012 bei 22,3 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. Es ist daher entscheidend, dass für die in Deutschland produzierenden Unternehmen, die im europäischen und globalen Wettbewerb stehen, faire Wettbewerbsbedingungen geschaffen werden, auch um eine Abwanderung ins Ausland zu vermeiden (carbon leakage). Zugleich leistet Deutschland mit der Energiewende im besonderen Maße einen Beitrag zu einer Energietechnologie-Entwicklung, die auch den gesamteuropäischen Klima- und Energiezielen dient.

Die preisliche Wettbewerbsfähigkeit stromintensiver Unternehmen wird dabei von einer Reihe von Regelungen beeinflusst, von denen einzelne im Jahr 2012 weiterentwickelt und ergänzt wurden.

Begrenzung der EEG-Umlage: Stromintensive Unternehmen des Produzierenden Gewerbes, die im internationalen Wettbewerb stehen, können eine Begrenzung der EEG-Umlage nach §§ 40 ff. EEG beantragen. Durch die EEG-Novelle 2012 wurde der Anwendungsbereich dieser Regelung ausgeweitet, wodurch sich die insgesamt befreite Strommenge jedoch nur geringfügig erhöht hat (siehe Kapitel 6.8.1).

Ausgleich emissionshandelsbedingter Strompreiserhöhungen: Ab dem Jahr 2013 erhalten stromintensive Unternehmen, die im internationalen Wettbewerb stehen, einen Teil ihrer durch den EU-Emissionshandel erhöhten Stromkosten zurückerstattet. Diese Strompreiskompensation erhält die internationale Wettbewerbsfähigkeit der stromintensiven deutschen Industrieunternehmen, etwa der Stahl- und Chemieindustrie, und vermeidet Abwanderung ins Ausland (carbon leakage). Die Kompensation richtet sich 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.

Neuregelung bei den Stromnetzentgelten: Mit der Novelle der Stromnetzentgeltverordnung, vom 14. August 2013, die zum großen Teil zum 1. Januar 2014 wirksam wird, ist Planungs- und Rechtssicherheit bei Netzentgelten geschaffen worden. Insbesondere durch die Einführung eines gestaffelten Netzentgelts 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.

Sicherung der Strom- und Energiebegünstigungen: Zum 1. Januar 2013 ist das Gesetz zur Änderung des Energiesteuer- und des Stromsteuergesetzes sowie zur Änderung des Luftverkehrssteuergesetzes in Kraft getreten. Danach wird Unternehmen des Produzierenden Gewerbes der Spitzenausgleich bei der Energiesteuer und der Stromsteuer nur noch gewährt, wenn sie bestimmte Effizienzanforderungen erfüllen. Im Energie- und im Stromsteuergesetz sind jährliche

Energieeffizienzziele für das Produzierende Gewerbe in seiner Gesamtheit (sog. Glockenlösung) festgelegt. Das Gesetz knüpft die Gewährung des Spitzenausgleichs zudem an die Einführung von Energie- bzw. Umweltmanagementsystemen in den Unternehmen. Bei kleinen und mittleren Unternehmen können dies auch alternative Systeme zur Verbesserung der Energieeffizienz sein. Diese sind in der am 6. August 2013 in Kraft getretenen Verordnung über Systeme zur Verbesserung der Energieeffizienz im Zusammenhang mit der Entlastung von der Energie- und der Stromsteuer in Sonderfällen (Spitzenausgleich-Effizienzsystemverordnung – SpaEfV) näher geregelt. Diese neuen Anforderungen gehen über die bislang geltenden Voraussetzungen für den Spitzenausgleich hinaus.

Bezahlbare Energiepreise für Haushalte und Unternehmen

Private Haushalte und nicht begünstigte Unternehmen sind auf bezahlbare Energiepreise angewiesen. Die Teilnahme privater Verbraucher am Marktgeschehen durch beispielsweise den Wechsel des Stromanbieters ist eine wichtige Voraussetzung, um dieses Ziel zu erreichen. Denn ein wettbewerblich organisierter Strom- und Gasendkundenmarkt wirkt preisdämpfend. Laut dem gemeinsamen Energie-Monitoring von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt für das Jahr 2012 ist die mengenbezogene Lieferantenwechselquote im Jahr 2012 über alle Abnehmergruppen im Vergleich zum Vorjahr um 0,9 Prozentpunkte auf 10,4 Prozent leicht gesunken. Damit die Möglichkeiten der Marktliberalisierung auch tatsächlich angenommen werden, bedarf es klarer Verbraucherrechte, gut zugänglicher Informationen über Anbieterwechsel und der Unterstützung der Verbraucher bei der Durchsetzung ihrer Rechte. Die Schlichtungsstelle Energieunterstützt seit November 2011 den fairen Wettbewerb, indem Streitigkeiten zwischen Verbrauchern und Unternehmen über die Energielieferung, den Netzanschluss oder die Messung von Energie beigelegt werden.

Einrichtung von Markttransparenzstellen für Strom und Gas sowie für Kraftstoffe: Mit dem Gesetz zur Einrichtung einer Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas sowie einer Markttransparenzstelle für Kraftstoffe, das am 12. Dezember 2012 in Kraft getreten ist, wird der Wettbewerb auf den Energiemärkten gestärkt. Die Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas wird bei der Bundesnetzagentur angesiedelt. Die Markttransparenzstelle für Kraftstoffe wird beim Bundeskartellamt eingerichtet. Ihre Aufgaben nehmen Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt einvernehmlich wahr. Durch eine laufende Erhebung und Auswertung relevanter Daten soll eine raschere Aufdeckung von Marktmachtmissbrauch und Preismanipulationen erleichtert werden. Die Zentralisierung der Datenerhebung ermöglicht Synergien und soll Mehrfachmeldungen vermeiden. Im Kraftstoffbereich wird die Markttransparenzstelle privaten Verbraucher-Informationsdiensten Meldedaten zur Verfügung stellen, die ihrerseits die Verbraucherinnen und Verbraucher aktuell über Änderungen der Tankstellenpreise informieren. Damit die Markttransparenzstellen ihre Tätigkeit aufnehmen können, müssen insbesondere die Meldepflichten durch Rechtsverordnungen konkretisiert werden. Die Rechtsverordnung im Kraftstoffbereich ist am 29. März 2013 in Kraft getreten. Nach einem Probetrieb hat die Markttransparenzstelle Kraftstoffe zum 1. Dezember 2013 ihren Regelbetrieb aufgenommen. Die Rechtsverordnung für den Großhandelsbereich wird derzeit unter Berücksichtigung der sich aktuell weiterentwickelnden EU-Gesetzgebung erarbeitet. Bis die Markttransparenzstellen Datenerhebungen und Analysen vornehmen, um Verdachtsfälle an die zuständigen Fachbehörden abzugeben, werden die zuständigen Behörden bei Anhaltspunkten für eine unzulässige Preisbildung Einzelfälle aufgreifen und auf unerlaubtes Verhalten, etwa Marktmachtmissbrauch, untersuchen.

Auch Maßnahmen zur Energieeffizienz (siehe Kapitel 5) unterstützen die Bezahlbarkeit von Energie für Verbraucher. Wenn Effizienzmaßnahmen zu einem Verbrauchsrückgang führen, gehen hiervon auch preisdämpfende Effekte aus. Auch der Ausbau der erneuerbaren Energien wird mittel- bis langfristig zu einer kostengünstigeren Energieversorgung führen. Durch den Umbau unseres Energieversorgungssystems auf regenerative Energien macht Deutschland sich unabhängig von den steigenden fossilen Energiepreisen.

12 Gesamtwirtschaftliche Effekte der Energiewende

Die Bundesregierung will die Energiewende zu einer Erfolgsgeschichte machen, Deutschland zu einem der modernsten Energiestandorte der Welt entwickeln und den Wirtschaftsstandort sichern. Für die Lebensqualität heutiger und zukünftiger Generationen sowie für den wirtschaftlichen Erfolg unseres Landes ist die Energiewende eine der größten Herausforderungen. Sie schützt Umwelt und Klima, macht uns unabhängiger von Importen und sichert Arbeitsplätze und Wertschöpfung in Deutschland. Die Bundesregierung wird deshalb, engagierten Klimaschutz zum Fortschrittsmotor entwickeln und dabei Wohlstand und Wettbewerbsfähigkeit stärken. Der fortgesetzte Umbau der Energieversorgung hat auch 2012 erhebliche Impulse für Investitionen, Innovationen, Preise und Technologieentwicklung ausgelöst. Konkrete Auswirkungen der Energiewende auf die gesamtwirtschaftliche Entwicklung in Deutschland lassen sich gegenwärtig nur ansatzweise aufzeigen. Für genauere Aussagen müssen die Effekte, die der Energiewende zuzurechnen sind, von den übrigen Effekten unterschieden werden, die durch andere Einflussfaktoren, wie etwa dem weltwirtschaftlichen Umfeld, bedingt sind. Eine umfangreiche Evaluierung der gesamtwirtschaftlichen Effekte der Energiewende ist im Fortschrittsbericht 2014 vorgesehen.

Beim Umbau der Energieversorgung sind enorme Potenziale für Innovation, Wachstum und Beschäftigung vorhanden, die es zu erschließen gilt. Der angestrebte Umbau geht mit Kosten einher, die in einer theoretischen, kontrafaktischen Welt „ohne Energiewende“ in dieser Form nicht anfallen würden (siehe Kapitel 11). Nicht alle diese Kosten sind jedoch der Energiewende zuzuschreiben. Die Energiewende bringt positive Effekte, wie beispielsweise einen verringerten Einsatz fossiler Brennstoffe, vermiedene Umweltschäden, sowie den wesentlichen Nutzen durch eine nachhaltige und risikoärmere Energieversorgung.

Anders als bei den meisten Indikatoren der Energiewende lassen sich die gesamtwirtschaftlichen Nettoeffekte kaum mittels der amtlichen Statistik beschreiben. Dafür bedarf es umfassender und komplexer Modellrechnungen. Diese empirische Modellierungen bieten die Möglichkeit, die tatsächliche Situation mit einer theoretischen Situation „ohne Energiewende“ (Referenz-Szenario ohne Energiewende) zu vergleichen. Mit einer derartigen Differenzbetrachtung ließen sich diejenigen gesamtwirtschaftlichen Nettoeffekte beschreiben, die der Energiewende zuzurechnen sind.

Ein solcher Ansatz geht jedoch mit erheblichen methodischen Herausforderungen einher. Mit einer künftig breiteren Datengrundlage und zusätzlichen Analysen wird sich der kommende Fortschrittsbericht eingehender befassen. Die im Folgenden dargestellten Teilindikatoren geben erste Hinweise zu den gesamtwirtschaftlichen Effekten.

Die verschiedenen Maßnahmen, die zur Umsetzung der Energiewende auf den Weg gebracht wurden, sind mit einer Reihe von Auswirkungen auf die öffentlichen Haushalte verbunden. Eine vertiefte Darstellung dieser fiskalischen Auswirkungen soll im kommenden Fortschrittsbericht vorgenommen werden.

12.1 Preiseffekte und Wachstumsimpulse

Der beobachtbare Anstieg der Energiepreise kann nicht alleine der Energiewende zugerechnet werden. So ist beispielsweise der aktuelle Anstieg der Energieausgaben für Haushalte zu einem überwiegenden Teil auf steigende Gas- und Kraftstoffpreise zurückzuführen, die unter einem starken Einfluss der internationalen Rohstoffpreise stehen (siehe Kapitel 11).

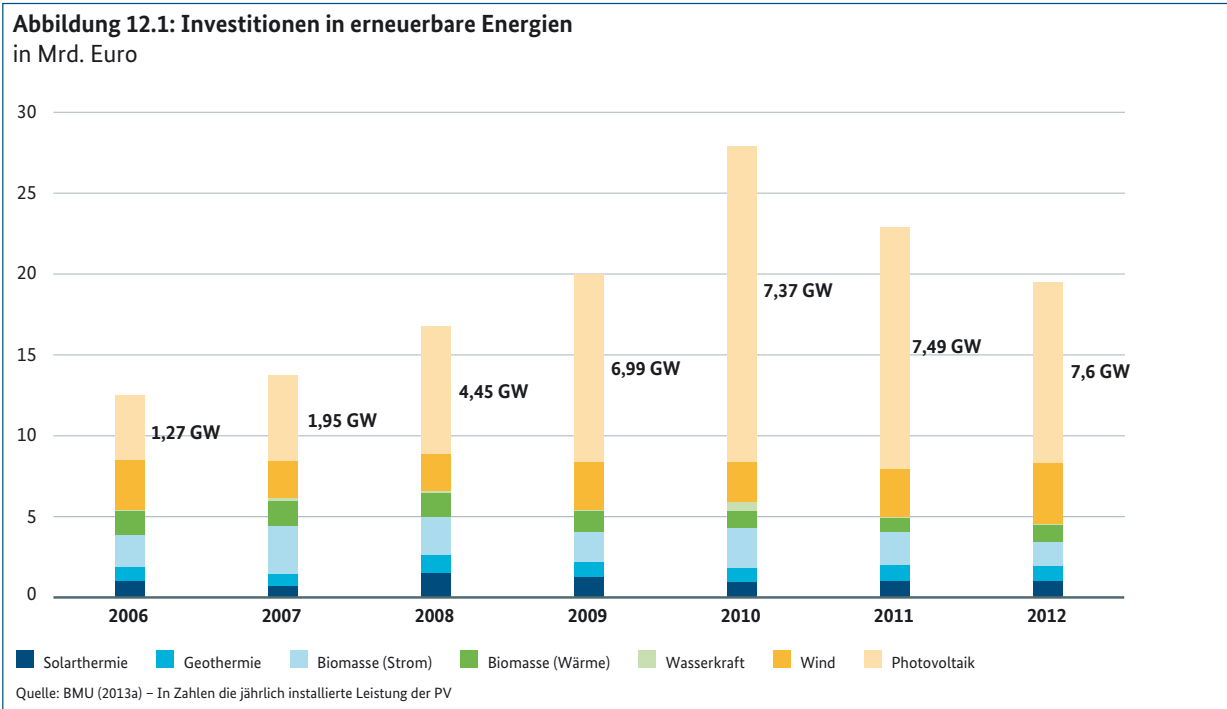
Der Zubau erneuerbarer Energien hat auch im Jahr 2012 zum Trend sinkender Börsenstrompreise beigetragen. Diese sind gegenüber dem Vorjahr um 12 bis 17 Prozent zurückgegangen. Gesamtwirtschaftlich hat dieser Rückgang die Verbraucher von Strom begünstigt. Insbesondere Unternehmen, die ihren Strom direkt an der Börse beziehen, profitieren von günstigeren Energiebezugspreisen. Dies wirkt sich vorteilhaft auf ihre Ertragssituation aus und induziert Investitionen mit weitergehenden positiven gesamtwirtschaftlichen Effekten. Dem stehen Rückwirkungen auf die Ertrags- und Investitionssituation der Stromerzeuger gegenüber.

Das verfügbare Einkommen der Haushalte hat sich im Jahr 2012 um durchschnittlich 2,3 Prozent erhöht. Preisbereinigt haben sich die privaten Konsumausgaben um 0,6 Prozent erhöht. Die 2012 insbesondere für Haushaltskunden gestiegenen Energiepreise trugen zu Nachfrageverschiebungen sowohl innerhalb des Energiesektors als auch zwischen den Wirtschaftsbereichen bei. Die gestiegenen Ausgaben für den gesamten Endenergieverbrauch (siehe Kapitel 11.3.) stellen einen relativen Kaufkraftentzug dar. Gleichzeitig wird durch Effizienzmaßnahmen weniger Strom verbraucht, was sich wiederum mittel- bis langfristig positiv auf die Kaufkraft der Verbraucher auswirken kann. Darüber hinaus gehen von der Energiewende Nachfrageimpulse bei Investitionsgütern aus, die zu mehr Beschäftigung beitragen. Durch die damit verbundenen Einkommenseffekte übertragen sich weitere indirekte (Nachfrage-)Effekte und Rückkopplungen auf die Gesamtwirtschaft.

Nach einer Studie von IÖW (2013) lag der Beitrag des Ausbaus der erneuerbaren Energien an der Wertschöpfung bei 19,4 Milliarden Euro. Eine umfassende Bruttowertschöpfung der Energiewirtschaft kann jedoch nicht genau ermittelt werden, da die Energiewirtschaft sehr unterschiedliche Tätigkeitsbereiche umfasst und sich über mehrere Wirtschaftsbereiche erstreckt.

12.2 Investitionen

Energie- und klimapolitische Rahmenbedingungen, wie z. B. die finanzielle Förderung der erneuerbaren Energien oder der energetischen Gebäudesanierung setzen Anreize für Investoren. Investitionen in erneuerbare Energien und Energieeffizienz sind einer der wichtigsten Treiber der Energiewende. Zum Bereich der erneuerbaren Energien gehen Schätzungen von einem Investitionsvolumen von 19,5 Milliarden Euro aus (BMU 2013a).



Gegenüber dem Vorjahr 2011 sind die Investitionen im Jahr 2012 um 16 Prozent gesunken (2011: 23,2 Milliarden Euro) (siehe Abbildung 12.1). Hauptgrund des Rückgangs waren die deutlich gesunkenen Technologiekosten bei der PV bei gleichzeitiger Stabilisierung des PV-Ausbaupfades. Die Investitionen in Windkraftanlagen und Biomasseanlagen legten im Vergleich zum Vorjahr weiterhin zu.

Investitionen in Energieeffizienz werden insbesondere durch öffentliche Förderungen vorangetrieben. Über die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) wurden 2012 insgesamt 3,5 Milliarden Euro für Investitionen in Energieeffizienzmaßnahmen zur Verfügung gestellt und zusätzlich 2.500 besonders zinsgünstige Darlehen vergeben. Hinzu kamen staatlich geförderte Energieberatungen für den Mittelstand sowie für Hauseigentümer und Haushalte.

Die damit ausgelösten (privaten) Investitionen können im Einzelnen nur geschätzt werden. Nach den Evaluationen der im CO₂-Gebäudesanierungsprogramm aufgelegten KfW-Förderprogramme zum energieeffizienten Bauen und Sanieren stiegen die KfW-induzierten zusätzlichen Investitionen in die energetische Gebäudesanierung und energetisch anspruchsvolle Neubauten in den Jahren 2009 bis 2012 auf über 12 Milliarden Euro pro Jahr an (KfW 2012). Seit 2006 bis Ende 2012 hat die Förderung mit einem Volumen von 9,3 Milliarden Euro die energieeffiziente Sanierung oder Errichtung von fast 3 Millionen Wohnungen mit einem Investitionsvolumen von rund 121 Milliarden Euro unterstützt (siehe Kapitel 9). Schätzungen über die ausgelöste Gebäudeinvestitionen variieren, da es u.a. methodisch anspruchsvoll ist, den Anteil in energetisch relevanter Bauteile zu bestimmen (Böhmer et al. 2013). Es ist jedoch insgesamt davon auszugehen, dass die öffentlichen Fördergelder in diesem Bereich ein Vielfaches an Gesamtinvestitionen ausgelöst haben.

Die Investitionen im Bereich der erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz sind Dreh- und Angelpunkt der Energiewende. Gleichzeitig lösen sie auch Investitionsimpulse für z. B. die Netzinfrastruktur, im Bereich von Ersatzkraftwerken und beim Einsatz moderner Informations- und Telekommunikationstechnologien aus (siehe Kapitel 7 und Kapitel 8). Darüber hinaus erfordert ein Energiesystem in einer hoch entwickelten Volkswirtschaft wie Deutschland grundsätzlich stetige Neu-, Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen in Netze, Erzeugungskapazitäten und Speicher sowie in das Stromnachfragemanagement, in energieeffiziente Gebäude und Verkehrsinfrastrukturen.

Dabei lassen sich die Investitionseffekte der Energiewende nicht umfassend durch amtliche Statistiken abbilden. Die Investitionsnachfrage in der Energiewirtschaft generiert durch die Vorleistungsverflechtungen Wertschöpfung in weiteren Wirtschaftsbereichen. Diese Verflechtung kann zu positiven Beschäftigungseffekten jenseits des Wirtschaftsbe-

reichs der Energiewirtschaft führen, in dem die Investitionen ursprünglich getätigt wurden. Zugleich können gegenläufige Impulse entstehen, indem mögliche Investitionen in anderen Wirtschaftsbereichen nicht oder nur teilweise umgesetzt werden.

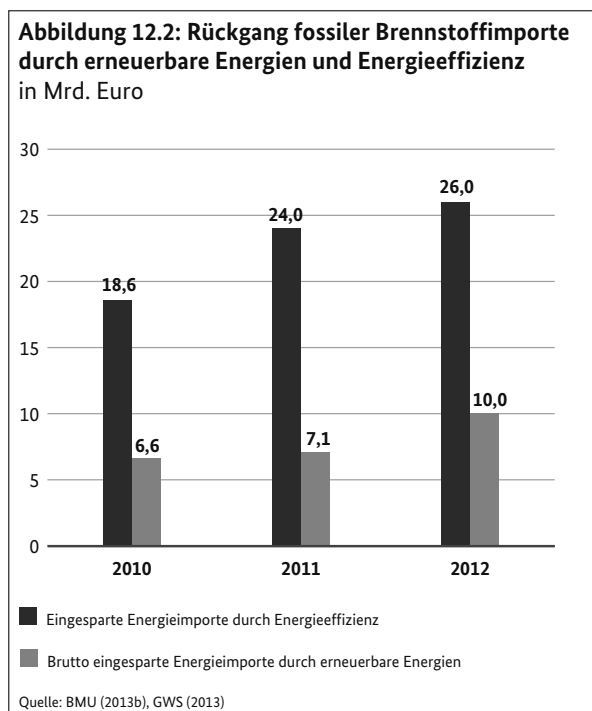
12.3 Vermiedene fossile Brennstoffe und andere außenwirtschaftliche Impulse

Der Ausbau der erneuerbaren Energien sowie die gesteigerte Energieeffizienz haben in Deutschland zu Einsparungen bei fossilen Primärenergieträgern beigetragen. Als rohstoffarme Volkswirtschaft ist Deutschland auf fossile Primärenergieträgerimporte angewiesen, wie die Nettoimportquoten bei den wichtigsten Energieträgern Mineralöl (2012: 98,3 Prozent), Erdgas (85,7 Prozent) und Steinkohle (80,8 Prozent) zeigen. Preisschwankungen auf den internationalen Märkten dieser Energieträger können daher einen unmittelbaren gesamtwirtschaftlichen Impuls haben.

Einsparungen fossiler Primärenergieträger sind vor dem Hintergrund zu sehen, dass im Jahr 2012 fossile Energieträger im Wert von netto insgesamt 97 Milliarden Euro eingeführt wurden (2011: 89 Milliarden Euro) (BMWi 2013). Damit setzte sich der seit Mitte der 1990er Jahre bestehende Trend der wertmäßig steigenden Nachfrage nach fossilen Brennstoffimporten fort. Der dämpfende Effekt von erneuerbaren Energien und Energieeffizienz auf die Importnachfrage nach fossilen Energieträgern wurde in verschiedenen Studien geschätzt (u.a. GWS 2013, Fraunhofer ISI et al. 2013, 2011).

Durch gesteigerte Energieeffizienz, die durch die allgemeine technologische Entwicklung sowie durch die aktive Maßnahmen angetrieben wurde, fiel die Nachfrage nach fossilen Brennstoffen an den internationalen Energiemärkten im Jahr 2012 um 26 Milliarden Euro geringer aus (siehe Abbildung 12.2). Zu rund einem Drittel haben Energieeffizienzmaßnahmen, wie die Energieeinsparverordnung, diverse KfW-Programme oder das Marktanzreizprogramm zu diesem Einspareffekt beigetragen (GWS 2013). Für die Jahre 2011 und 2012 lag dieser Betrag vor allem wegen der steigenden Importpreise für fossile Energieträger erheblich höher als im Jahr 2010.

Der entsprechende Bruttoeffekt durch den Ausbau erneuerbarer Energien betrug im Jahr 2012 rund 10 Milliarden Euro. Unter Berücksichtigung biogener Brennstoffimporte lag dieser Wert rund 13 Prozent niedriger (Fraunhofer ISI et al. 2013, BMU 2013b).



Für die exportorientierte deutsche Volkswirtschaft mit ihren Überschüssen in der Handels- und Leistungsbilanz können Importe fossiler Energieträger vorteilhaft sein, sofern dadurch internationale Handelsungleichgewichte abgebaut und Energieexporteure in die Lage versetzt werden, hochwertige deutsche Industrieprodukte zu kaufen. Unter Versorgungsgesichtspunkten ist die weiterhin hohe Abhängigkeit von Primärenergieträgerimporten aus wenigen Bezugsländern zu beachten. Bei einer weltweit steigenden Nachfrage nach Energieressourcen kann es zu weiteren Preissteigerungen kommen. Insofern trägt die Einsparung fossiler Energieimporte zu einer Abkopplung von internationalen Preis- und Mengenrisiken bei.

Auch auf höheren Wertschöpfungsstufen kommt der Energiewende eine wachsende außenwirtschaftliche Bedeutung zu. Indem die inländische Nachfrage nach innovativen Energietechnologien angestoßen oder verstärkt wird, werden den Technologie-Anbietern in einzelnen Marktsegmenten, wie z. B. Erneuerbare-Energien- oder Effizienz-Technologien, neue Chancen auf internationalen Märkten eröffnet. Marktgängige Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung sowie zur Steigerung der Energieeffizienz stellen technologisch ausgereifte Lösungen dar und erfordern hochwertige Fertigungsprozesse. In diesen Bereichen sind Unternehmen in Deutschland Anbieter international konkurrenzfähiger Produkte und häufig sogar Marktführer.

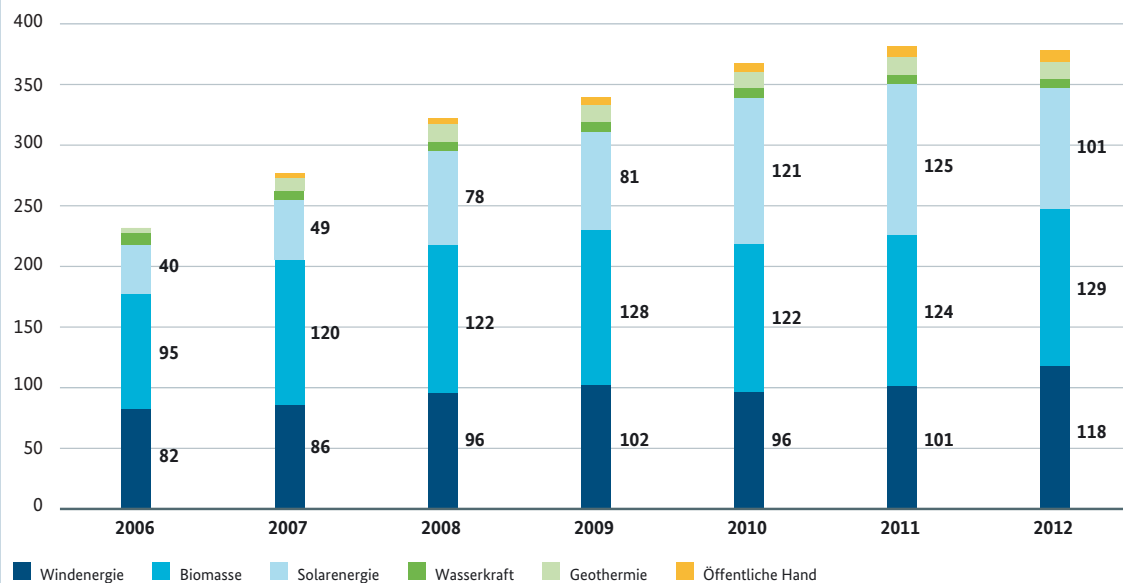
12.4 Beschäftigung

Der Ausbau erneuerbarer Energien und die Investitionen in Energieeffizienz entfalten unmittelbare Beschäftigungswirkungen über eine zunehmende Nachfrage nach Waren und Dienstleistungen. Dies führt zu einem Beschäftigungsaufbau in den Wirtschaftszweigen, die diese nachgefragten Güter bereitstellen. Gleichzeitig überträgt sich dieser Impuls abgeschwächt auf die Vorleistungsbereiche und kann so weitere indirekte Beschäftigungseffekte auslösen. In einer Nettobetrachtung ist dem Aufbau von Bruttobeschäftigung der potenzielle Rückgang von Beschäftigung in anderen Bereichen der Energiewirtschaft sowie in anderen Wirtschaftsbereichen gegenüber zu stellen. Die hierzu erforderlichen Analysen, die die Rückkopplungen im Arbeitsmarkt erfassen und einen Nettobeschäftigungseffekt deutlicher identifizieren können, liegen derzeit nicht vor. Anhaltspunkte können folgende Einzelstudien zu bestimmten Bereichen sowie Indikatoren der amtlichen Statistik liefern.

Vorliegende Schätzungen für den Bereich der erneuerbaren Energien berücksichtigen neben der Energieerzeugung auch Liefer- und Leistungsverflechtungen sowie Beschäftigungseffekte, die nicht auf Fördermaßnahmen zurückzuführen sind (siehe Abbildung 12.3). Danach ist die Bruttobeschäftigung im Jahr 2012 mit 377.800 auf einem ähnlichen Niveau wie im Vorjahr (2011: 381.600). Der Beschäftigungsrückgang (um 19,6 Prozent) bei der Solarenergie wurde vor allem durch einen Beschäftigungsaufbau (um 16,7 Prozent) bei der Windenergie kompensiert (BMU 2013).

Abbildung 12.3: Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien

in Tsd. Beschäftigte

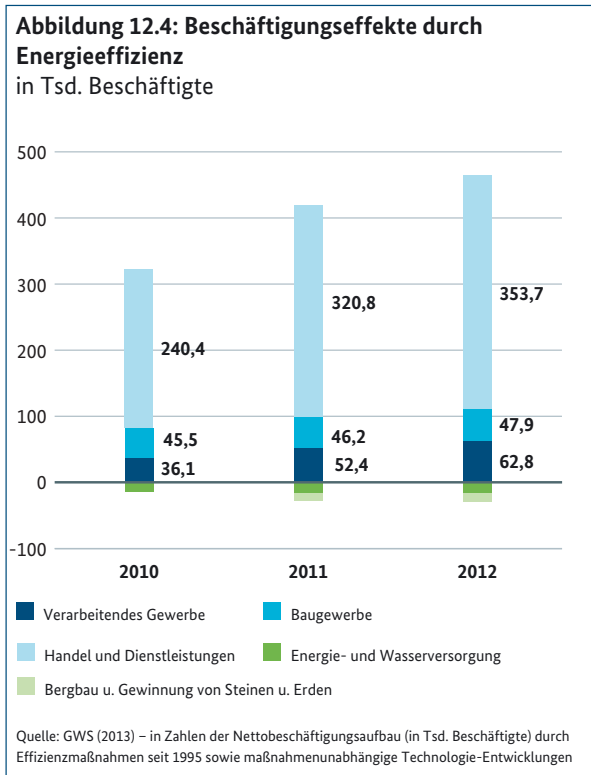


Quelle: GWS (2013) – In Zahlen die beschäftigten Personen in Tsd., die den einzelnen Bereichen zugerechnet werden

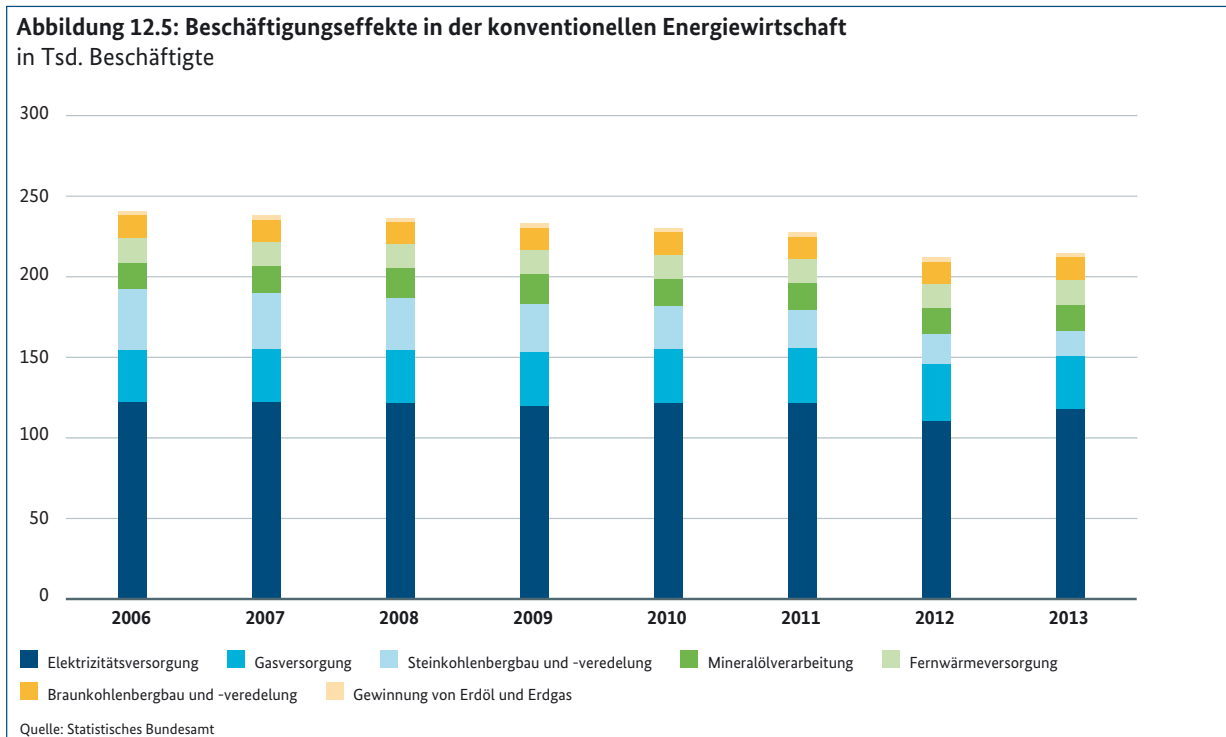
Auch Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz bewirken Beschäftigungsimpulse. Nach einer Berechnung von GWS (2013) sind mit Effizienzfortschritten und Einsparmaßnahmen, wie sie im Zweiten Nationalen Energieeffizienz-Aktionsplan beschrieben sind, bis zum 2012 gesamtwirtschaftlich rund 436.000 Arbeitsplätze entstanden. Die sektoralen Beschäftigungseffekte fallen unterschiedlich aus (siehe Abbildung 12.4). Darin eingerechnet sind die Effekte von maßnahmenunabhängigen Technologie-Entwicklungen der Energieeffizienz, die rund die Hälfte des Gesamteffekts ausmachen (siehe Kapitel 12.3).

Mit der Energiewende ist auch ein grundlegender Strukturwandel im konventionellen Kraftwerksbereich in Richtung mehr Flexibilisierung verbunden. Dieser Umbauprozess führt zu einer Anpassung der Beschäftigungsstruktur. Allerdings sind nicht alle Beschäftigungseffekte auf die Energiewende zurückzuführen. Der größte Anteil des Beschäftigungsrückgangs erfolgte in den Jahren vor der Energiewende. In den 1990er Jahren sanken die Beschäftigungszahlen

um rund die Hälfte. Die betroffenen Hauptsektoren waren dabei größtenteils im Steinkohlen- und Braunkohlenbergbau und -veredelung sowie zu geringeren Teilen in der Mineralölverarbeitung.



Die amtliche Beschäftigtenstatistik bildet die Beschäftigung in Unternehmen ab, die vorrangig in der konventionellen Energiewirtschaft tätig sind. In diesen Unternehmen waren im Jahr 2012 rund 212.500 Personen direkt beschäftigt. Das sind rund 6,7 Prozent weniger als im Jahr 2011. Im Jahr 2013 waren rund 215.000 Personen direkt beschäftigt und damit etwas mehr (1,3 Prozent) als im Vorjahr. In den Zahlen zur Elektrizitätsversorgung (siehe Abbildung 12.5) 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.



Der Energiesektor in der Definition des Statistischen Bundesamtes umfasst einzelne Wirtschaftszweige jedoch nicht die vor- und nachgelagerten Bereichen. Weitere Branchen mit energiewirtschaftlichem Bezug, wie u.a. der Maschinenbau, werden gemäß ihres wirtschaftlichen Schwerpunktes nicht der Energiewirtschaft zugerechnet. In dem Sinne ist von einer höheren Anzahl der Beschäftigten im Energiesektor auszugehen.

12.5 Vermeidung von Klimafolgen und Umweltschäden

Eine der wichtigsten Nutzenkategorien der Energiewende ist die Vermeidung negativer externer Effekte infolge von Treibhausgasemissionen und Luftschadstoffen. Die nachhaltige Reduzierung von Treibhausgasemissionen in einem wirtschaftlich tragfähigen Umfang leistet einen wichtigen Beitrag zur Vermeidung des Klimawandels (siehe Kapitel 10). Dadurch wird ein Beitrag zur Vermeidung klimabedingter Schäden wie Überschwemmungen, Ernteausfälle, aber auch Verlust von Biodiversität, bzw. weiterer Folgen des Klimawandels geleistet. In ähnlicher Weise trägt die Reduzierung von Luftschadstoffen zur Vermeidung von Atemwegserkrankungen bei.

Die Beschäftigung mit Umweltkosten sowie Versuche ihrer Quantifizierung sind bereits seit mehreren Jahrzehnten Bestandteil energie- und umweltpolitischer Diskussionen und wissenschaftlicher Forschung. Bei der Schätzung von Umweltkosten sind hohe Varianzen festzustellen. Diese Varianzen lassen sich vor allem auf die Betrachtung unterschiedlicher Systemgrenzen und Schadensarten, unterschiedliche Schätzmethoden, unterschiedliche Annahmen zu den Risiken und Dosis-Wirkungsbeziehungen und unterschiedlich hohe Diskontierungssätze zurückführen (UBA 2012).

Wesentliche Abschätzungen zu den Umweltkosten durch CO₂-Emissionen und andere Umweltbelastungen wurden beispielsweise in den EU-geförderten Projekten ExternE (Externalities of Energy. A Research Project of the European Commission, ExternE 1995 – 2005) und NEEDS (New Energy Externalities Developments for Sustainability, NEEDS 2009) durchgeführt. Die dort errechneten Werte variieren von nahe null bis zu mehreren hundert Euro/t CO₂ je nach gesetzten Annahmen. Diese Abschätzungen sind in die Begründung verschiedener umweltpolitischer Maßnahmen auf nationaler und EU-Ebene eingeflossen (u.a. Air Quality Directive, Large Combustion Plant Directive) (siehe DLR, Fraunhofer ISI 2011). Damit trugen sie dazu bei, dass Umweltkosten stärker internalisiert, d. h. von den Verursachern getragen werden. Ein prominentes Beispiel für ein Instrument zur Internalisierung externer Kosten ist der 2005 etablierte EU-Emissionshandel. Die Bundesregierung hat sich zum Ziel gesetzt einen wirksamen Emissionshandel auf europäischer Ebene zu fördern. Dabei muss die Reduzierung der emittierten Treibhausgasemengen zentrales Ziel des Emissionshandels bleiben (siehe Kapitel 10.3).

Für Deutschland empfiehlt das Umweltbundesamt, einen Kostensatz von 80 Euro₂₀₁₀/t CO₂ anzusetzen und Sensitivitätsanalysen im Bereich von 40 bis 120 Euro₂₀₁₀/t CO₂ vorzunehmen. Bei den Kostensätzen für die Luftschadstoffe wurde auf die Werte des NEEDS-Projekts zurückgegriffen, da diese den derzeit verfügbaren Stand des Wissens darstellen.

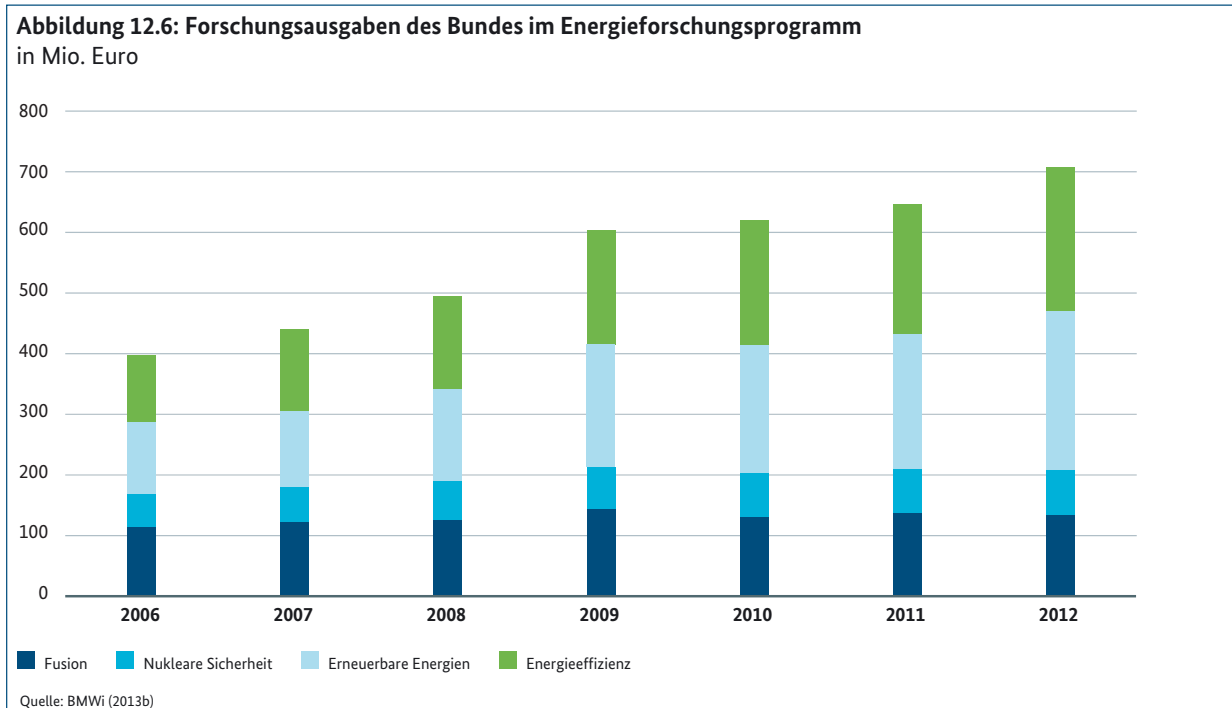
Strom- und Wärmeerzeugung aus fossilen Energieträgern verursachen wesentlich höhere spezifische Umweltkosten als die Strom- und Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien. Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien lassen sich daher die Umweltkosten der Strom- und Wärmeerzeugung deutlich senken.

12.6 Förderung von Forschung und Entwicklung von Energietechnologien

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 sicheren, bezahlbaren und umweltverträglichen Technologien voranzutreiben. 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 der Bundesregierung 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.

Mit der Umsetzung des 6. Energieforschungsprogramms der Bundesregierung, in dessen Rahmen für die Förderperiode 2011–2014 rund 3,5 Milliarden Euro für die Förderung von Forschung Entwicklung zur Verfügung stehen, sind wichtige Maßnahmen auf den Weg gebracht worden. Im Jahr 2012 beliefen sich die getätigten Ausgaben auf 708 Millionen Euro. Das sind 9,5 Prozent mehr als im Vorjahr. Über 70 Prozent flossen dabei in die Förderung der beiden zentralen Bereiche Energieeffizienz und erneuerbare Energien (siehe Abbildung 12.6). Dies schließt auch die strategisch wichtigen Themen Energiespeicherung und Netze ein, für die die gemeinsamen Förderinitiativen „Energiespeicher“ (siehe Kapitel 7.5) und „Zukunftsfähige Stromnetze“ (siehe Kapitel 8.7) durch die beteiligten Bundesressorts eingerichtet wurden. Die Ausgaben im Bereich der Energieeffizienz betragen im Jahr 2012 239 Millionen Euro und damit 11,1 Prozent mehr als im Vorjahr (2011: 215 Millionen Euro). Vorhaben im Bereich der erneuerbaren Energien wurden mit 260 Millionen Euro unterstützt. Das ist ein Zuwachs von 18,1 Prozent gegenüber dem Vorjahr (2011: 221 Millionen Euro). Der erstmals 2013 erschienene Bundesbericht Energieforschung stellt die Aktivitäten der beteiligten Bundes-

ministerien zusammenfassend dar. Außerdem wurde das zentrale Informationssystem für Energieforschung und Energietechnologien („EnArgus“) gestartet sowie die Landkarte der Energieforschung veröffentlicht. Federführend für die Durchführung des 6. Energieforschungsprogramms ist das Bundeswirtschaftsministerium, das auch im Rahmen der Koordinierungsplattform „Energieforschungspolitik“ die Abstimmung der Maßnahmen mit den anderen am Programm beteiligten Ressorts vornimmt. Zusätzlich erfolgt im Rahmen dieser Plattform die Zusammenarbeit mit den Bundesländern, die künftig weiter ausgebaut werden soll.



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.

Gleichzeitig ist es von besonderer Bedeutung, die gesellschaftliche Akzeptanz für neue Energietechnologien und erforderliche Energieinfrastrukturen zu erhöhen und Innovationen durch frühzeitiges Einbeziehen von gesellschaftlichen Gruppen und adäquate Informationspolitik zu begleiten. Transparenz und Koordination sind dabei Schlüsselfaktoren. Um diesen Aspekten Rechnung zu tragen und mit Blick auf ein innovationsfreundliches Umfeld effektiv zu verzahnen, hat die Bundesregierung den Dialog mit den Akteuren aus Politik, Wirtschaft, Wissenschaft und Gesellschaft intensiviert.

Eine Verbesserung der Rahmenbedingungen für Forschung und Innovation im Netzbereich erfolgte mit der Novelle der Anreizregulierungsverordnung (siehe Kapitel 8.7). Die Novelle sieht zusätzliche Anreize für Netzbetreiber bei Forschung, Entwicklung und Demonstration im Netzbereich vor.

Der Beitrag der Energieforschung zur Energiewende und die zügige Umsetzung von Forschungsergebnissen in neue, marktfähige Energietechnologien stehen in engem Zusammenhang mit effektiven Rahmenbedingungen für Innovationen und technischen Fortschritt.

Die Impulse der Förderung von Forschung und Entwicklung zeigen sich unter anderem in den Anmeldezahlen der Patente. Nach Zahlen des Deutschen Patent- und Markenamtes (DPMA) haben sich die jährlichen Patentanmeldungen in den vom DPMA erfassten Bereichen erneuerbarer Energien gegenüber 2006 mehr als verdreifacht. Diese Entwicklung ist im Zusammenhang mit den Patentanmeldungen in den anderen Wirtschaftsbereichen zu sehen. Ergänzend müssten noch zu entwickelnde Indikatoren betrachtet werden, die Umsetzung von Patenten und anderen Forschungsergebnissen in marktfähige Energietechnologien abbilden.

Generell müssen Forschungsergebnisse zügig in Form von innovativen und marktfähigen Produkten verwertet werden. Auch mit Blick auf eine weltweit steigende Nachfrage nach innovativen Energietechnologien und der Stärkung des exportorientierten Technologiestandortes Deutschland soll der Innovationsprozess bis hin zur Markteinführung erheblich beschleunigt werden. Seit dem Frühjahr 2013 flankiert daher das Dialogforum „Neue Energietechnologien“ des Bun-

des Wirtschaftsministerium die Beschleunigung des Innovationsprozesses von der Idee einer Energietechnologie bis hin zum markt- und wettbewerbsfähigen Produkt.

Das Forschungsforum „Energiewende“ wurde im März 2013 gestartet. Es adressiert vor allem Langfristaspekte im Energieforschungsbereich. Unter Beteiligung aller Akteure – Bund, Länder, Wissenschaft, Wirtschaft und Zivilgesellschaft – leistet das Forum eine wissenschaftsbasierte Politikberatung und entwickelt eine Strategische Forschungsagenda im Bereich der Grundlagenforschung. Die Forschungsagenda fließt in die Weiterentwicklung des Energieforschungsprogramms ein. Die Dialogplattform der Helmholtz-Gemeinschaft Deutscher Forschungszentren (HGF) im Bereich der Energieforschung hat ihre Arbeit prioritär mit der Erarbeitung der Forschungspolitischen Vorgaben für nächste Periode der Programmorientierten Förderung fortgesetzt. Die 2013 verabschiedeten Vorgaben bilden die Grundlage für die Erarbeitung gemeinsamer Forschungsprogramme der Zentren, die 2014 evaluiert werden.

Die europäische Zusammenarbeit in der Energieforschung gewinnt zunehmend an Bedeutung. Dies unterstreicht der europäische Strategieplan für Energietechnologien (SET-Plan), der bereits im Jahr 2008 von den europäischen Staats- und Regierungschefs verabschiedet und im Jahr 2012 weiterentwickelt wurde. So wurde die Zusammenarbeit mit der EU Kommission und EU-Mitgliedstaaten u.a. durch die Weiterentwicklung konkreter Projekte intensiviert, wie beispielsweise die gemeinsame Energieeffizienz-Förderinitiative von Deutschland und Finnland oder eine Zusammenarbeit mit Österreich und der Schweiz zu „Energieeffiziente und intelligente Städte der Zukunft“. Die Bundesregierung wird auch weiterhin die europäische Dimension des Themas durch eine geeignete Vernetzung der Forschungsmaßnahmen berücksichtigen.

12.7 Der Umbau des Energiesystems als Entwicklungspfad

Um den tiefgreifenden Umbau des Energiesystems zu beschleunigen, hat die Bundesregierung eine Reihe von Entscheidungen getroffen. Für die Erreichung eines neuen Energiesystems bis 2050, wie es durch die Energiewende-Beschlüsse beschrieben ist, werden in den nächsten Jahrzehnten weitere Schritte erforderlich sein. Zugleich haben die durch die Energiewende gesetzten Rahmenbedingungen bereits Investitionen ausgelöst (siehe Kapitel 12.2), die die Strukturen im Energiesektor mittel- und langfristig beeinflussen und den weiteren Entwicklungspfad vorzeichnen. Perspektivisch soll das Energiesystem das Fundament für eine positive wirtschaftliche Entwicklung stärken, zum wichtigen Impulsgeber für Innovation und technologischen Fortschritt werden und helfen, die natürlichen Lebensgrundlagen zu bewahren und das Klima zu schützen. Es wird weiterhin darauf ankommen, den Transformationsprozess möglichst marktkonform unter Wahrung von Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit und Umweltschutz auszugestalten.

Ein langfristiger Entwicklungspfad dieser Form stützt sich insbesondere auf Innovationen und fortschrittliche Technologien. Ihnen kommt eine strategische Bedeutung zu. Innovationsimpulse werden gesellschaftlich verstärkt, wirken in andere Branchen hinein und können so eine gesamtwirtschaftliche Dynamik entfalten. Innovationsprozesse mit Blick auf die Umsetzung der Energiewende sind zu beschleunigen. Hierfür getroffene Maßnahmen müssen grundsätzlich auf einem langfristig angelegten Rahmen für die Energiewende angelegt sein. In diesem Sinne müssen sie an energiepolitischen Zielen anknüpfen, aber gleichzeitig auch andere relevante Politikfelder wie die Wirtschafts-, Finanz- und Europapolitik berücksichtigen.

Ein grundlegender Umbau der Energieversorgung, wie er in Deutschland beabsichtigt ist, wird umso besser gelingen können, je effizienter die ergriffenen Maßnahmen sind und je breiter die gesellschaftliche Unterstützung für diesen Prozess ist. Der Umbau der Energieversorgung schafft Handlungsspielräume für kommende Generationen. Der beschleunigte Weg ins regenerative Zeitalter soll Deutschland bei wettbewerbsfähigen Energiepreisen, Energiesicherheit und hohem Wohlstandsniveau zu einer der fortschrittlichsten und energieeffizientesten Volkswirtschaften weltweit machen.

Umsetzungsstand wichtiger energiepolitischer Maßnahmen

Lfd. Nr.	Maßnahme Kurzbeschreibung	Umsetzungsstand
A Erneuerbare Energien		
1	Optionale Marktprämie oder Stetigkeitsbonus	Marktprämie durch EEG 2012 (§ 33g) eingeführt; Weiterentwicklung durch Managementprämienverordnung (MaPrV).
2	Weiterentwicklung Ausgleichsmechanismus-Verordnung (Vermarktung durch ÜNB)	Der Evaluationsbericht der BNetzA 2012 hat keinen kurzfristigen Änderungsbedarf ergeben. Zu den mittelfristigen Anpassungsnotwendigkeiten läuft u. a. ein Forschungsvorhaben.
3	Weiterentwicklung Grünstromvermarktung und Herkunftsnachweise	Im Rahmen der EEG-Novelle wurden das Grünstromprivileg und das Recht der Herkunftsnachweise weiterentwickelt; anschließend wurden die Herkunftsnachweisverordnung (HkNV) und die Herkunftsnachweis-Durchführungsverordnung (HkNDV) erlassen. Zur Weiterentwicklung hat BMU ein Vorhaben zur Öko-Stromkennzeichnung in Vorbereitung.
4	Überprüfung der Boni im EEG (v.a. Biomasse)	Erfolgt durch EEG-Novelle 2012 (§§ 27–27c EEG), weitere Anpassungen im Lichte einer EEG-Novelle absehbar.
5	Neuregelung Eigenverbrauch EE-Strom	Ist in PV-Novelle im Rahmen des „Marktintegrationsmodells“ weiterentwickelt worden (§ 33 EEG 2012).
6	Mittelfristig: Prüfung einer Ausschreibungsoption für Wind-Offshore	Prüfung und Gutachten abgeschlossen.
7	KfW-Sonderprogramm „Offshore-Windenergie“	Umgesetzt durch KfW-Programm „Offshore-Windenergie“.
8	Flankierende Maßnahmen zum Ausbau Offshore	Gesetz zu Haftungsregelung und eines Offshore-Netzentwicklungsplans „Drittes Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften“ vom 29.08.2012 haben dies umgesetzt. Im „Fortschrittsbericht Offshore-Windenergie“ werden diese weiterentwickelt und Veröffentlichung Ende 2013 angestrebt.
9	Genehmigungsgrundlagen Offshore-Windparks weiterentwickeln	Umgesetzt durch das Erste Gesetz zur Änderung schiffahrtsrechtlicher Vorschriften (1. SchifffRÄndG, § 9) vom 30. Juni 2011.
10	Seeanlagen-Verordnung novellieren (Befristete Genehmigungen gegen Vorratshaltung, Konzentrationswirkung)	Umgesetzt durch die Novelle der Seeanlagen-Verordnung vom 30. Januar 2012.
11	Kostenneutrale Vergütungsoption für Offshore-Windenergie im EEG	Umgesetzt durch EEG 2012 (sog. Stauchungsmodell nach § 31 Absatz 3).
12	Fortschreibung des Raumordnungsplans für die AWZ	Umgesetzt durch Fortschreibung des Raumordnungsplans für die AWZ – per Kabinettschluss zum Evaluierungsbericht Ende 2012 umgesetzt.
13	Ausweisung neuer Flächen Onshore-Wind in Raumordnungsplänen	Auf Länderebene zu regeln, läuft daher in der BLWE (siehe BLWE); seit 2011 kontinuierlich im Umsetzungsprozess.
14	Absicherung des Repowerings im Bauplanungsrecht	Umgesetzt durch BMVBS mit BauGB 2011 (§ 249 BauGB).
15	Rechtliche Voraussetzungen für Reduzierung der Lichtemissionen	In Allgemeiner Verwaltungsvorschrift AVV zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen sollen die gesetzlichen Grundlagen geschaffen werden.
16	Einsatz optimierter Radaranlagen F + E-Vorhaben zur besseren Verträglichkeit militärischer Radaranlagen mit der Windenergienutzung	Gespräche mit BMVg, Radarherstellern und Branche finden weiterhin statt.
17	Bund-Länder-Initiative-Windenergie (BLWE)	Im Mai 2011 gegründet und tagt seitdem regelmäßig.
18	Windpotenzialstudie Bund und Länder	Im Juni 2013 veröffentlicht.
19	Bundesweite Kriterien zur Anwendung von sachgerechten Abstands- u. Höhenbegrenzung im Einzelfall (Bund und Länder)	Ist Gegenstand der Arbeiten in Bund-Länder-Initiative-Windenergie.
20	Evaluation der Nachhaltigkeitsregelungen für flüssige Biomasse im Strom- und Kraftstoffsektor	Dauerhafter, begleitender Prozess; abgeschlossen für 2010, siehe Kapitel 14 des Berichts nach Art. 22 der Richtlinie 2009/28/EG.

Lfd. Nr.	Maßnahme Kurzbeschreibung	Umsetzungsstand
21	Ausweitung der Nachhaltigkeitskriterien auf alle Bioenergieträger (auf EU-Ebene); Einbezug von Landnutzungsänderungen	Verhandlungen auf der EU-Ebene laufen.
22	Erschließung der Potenziale an biogenen Reststoffen und Bioabfällen	Laufender Prozess durch EEG 2012 und und 36. BImSchV.
23	Stärkerer Einsatz von Biogas im Wärme- und Kraftstoffsektor; Knüpfung an angemessene Effizienz- und THG-Reduktions-Anforderungen	Umgesetzt durch Vorbildwirkung der Öffentlichen Hand; im Übrigen weitere Prüfung durch Erfahrungsbericht zum EEWärmeG (2. Quartal 2012).
24	Entwicklung einer konsistenten, sektorübergreifenden Biomassenutzungsstrategie	Erarbeitung im Lichte der Erfahrungen des EEG 2012.
25	Flexibilitätsprämie für bedarfsorientierte Stromerzeugung aus Biomasse	Umgesetzt durch EEG 2012 (§ 33i).
B Energieeffizienz		
26	Verpflichtung der öffentlichen Hand zu energieeffizienter Beschaffung (Änderung Vergaberechtsverordnung)	Umsetzung EU-RL abgeschlossen; Umsetzung des MP wird in 2014 i. R. eines Monitorings kontrolliert; zweite VgV-Änderung abgeschlossen.
27	Weiterentwicklung Markt für Energiedienstleistungen (Contracting)	Erfolgte durch „Gesetz über Energiedienstleistungen und andere Energieeffizienzmaßnahmen (EDL-G)“ vom 4. November 2010.
28	Information und Beratung „Initiative Energieeffizienz“	Fortlaufende Initiative der dena seit 2002, vom BMWi gefördert, ergänzend dazu Stromsparinitiative des BMU.
29	EDL-Kommunikationsplattform	Fortlaufende Initiative der dena seit 2007, vom BMWi gefördert.
30	Vorantreiben transparenter Energieverbrauchskennzeichnung von Pkw, Produkten und Gebäuden	Erfolgt durch: Änderung des EnergieverbrauchskennzG vom 10. Mai 2012 (BGBl. I S. 1070–1080), Änderungen der EnergieverbrauchskennzVO vom 10. Mai 2012 (BGBl. I S. 1070–1080) und 14. August 2013 (BGBl. I 3221), Novellierung der PKW-Energieverbrauchskennzeichnungsverordnung zum 1. Dezember 2011 in Kraft getreten; letzte Änderung am 10. Mai 2012 (BGBl. I 1070–80).
31	Produkt-Kennzeichnung: Vorantreiben freiwillige Kennzeichnung energieeffizienter Produkte (zum Beispiel Umweltzeichen Blauer Engel und EU-Umweltzeichen)	Im Rahmen des Nki-Vorhabens „TOP 100 – Umweltzeichen für klimarelevante Produkte“ sind bis Mitte 2012 die Kriterien für die 100 energierelevantesten Produkte erarbeitet worden.
32	Effizienzkriterien für öffentliche Beschaffung – Ergebnisse des Monitoring (Ende 2011) nutzen	VgV-Änderung erfolgt, ebenso Fortschreibung AVV.
33	Prüfung einer Kompetenzstelle für nachhaltige Beschaffung	Kompetenzstelle ist eingerichtet beim BeschAmt.
34	Produkt-Kennzeichnung: verbesserte Implementierung des bestehenden EU-Energieverbrauchskennzeichnungsrechts und Anwendung auf weitere Produktgruppen	Implementierung im nationalen Recht erfolgt durch Änderungen der Energieverbrauchskennz-VO und des EnergieverbrauchskennzG (siehe unter 31).
35	Produkte: Weiterentwicklung EU-Top-Runner-Ansatz (inkl. Weiterentw. der EG-Ökodesign-Richtlinie): Kombination Mindeststandards, Energieeffizienzkennzeichnung, Umweltkennzeichen für Spitzenprodukte und Koppelung mit umweltfreundlichem Beschaffungswesen	Entscheidungsbefugnis liegt bei EU-KOM, da harmonisiertes EU-Recht. Konzeptpapier BMWi/BMU zur Weiterentwicklung Top-Runner-Ansatz an EU-KOM übermittelt am 20.10.2011.
36	Produkt-Standards: Verbesserte Implementierung des bestehenden Rechtsrahmens: ambitioniertere Mindeststandards unter Berücksichtigung der Lebenszykluskosten definieren, die regelmäßig überprüft und an Marktentwicklung angepasst werden	Überprüfung bestimmter Aspekte der Ökodesign-RL wurde von 2012 auf 2014 verschoben. Ziel ist die Umsetzung konkreter Vorschläge der BReg bei der Überarbeitung der Ökodesign-RL & Energieverbrauchskennzeichnungs-RL 2014.

Lfd. Nr.	Maßnahme Kurzbeschreibung	Umsetzungsstand
37	Produkte-Kennzeichnung: Weiterentwicklung des EU-Rechts zur Energieverbrauchs-Kennzeichnung: Die Standards der EU Energieeffizienz Kennzeichnung sollen stärker als bisher entsprechend dem fortgeschrittenen Stand der Technik festgelegt und deutlich schneller aktualisiert werden	Entscheidungsbefugnis liegt bei EU-KOM, da harmonisiertes EU-Recht.
38	Unterstützung der Eigeninitiativen der Industrie z.B. DIHK-Partnerschaft für Klimaschutz und Energieeffizienz; Mittelstandsinitiative Energiewende	Einrichtung einer Partnerschaft für Klimaschutz, Energieeffizienz und Innovation zwischen BMWi, BMU und DIHK. Ab 1. Januar 2013 Start der Mittelstandsinitiative Energiewende zwischen BMWi, BMU, DIHK und ZDH.
39	Spitzenausgleich bei der Energiesteuer und der Stromsteuer nur noch, wenn die Betriebe einen Beitrag zu Energieeinsparungen leisten	Am 1. Januar 2013 ist das Gesetz zur Änderung des Energiesteuer- und des Stromsteuergesetzes sowie zur Änderung des Luftverkehrssteuergesetzes in Kraft getreten (Spitzenausgleich ab 2013 nur noch bei Einführung von Energie- bzw. Umweltmanagementsystem oder – für KMUs – auch alternativen Systemen zur Verbesserung der Energieeffizienz und Nachweis von Energieeffizienzsteigerungen des Produzierenden Gewerbes als Ganzes). Mit der zweiten Verordnung zur Änderung der Energiesteuer- und der Stromsteuer-Durchführungsverordnung vom 27. Juli 2013 wurden die im Gesetz zur Änderung des Energiesteuer- und des Stromsteuergesetzes neu geregelten Steuerbegünstigungen konkretisiert und das Steuerverfahren sowie die Nachweisanforderungen angepasst.
40	Prüfungsauftrag, mit welchen Maßnahmen etwaige Anforderungen der EU-Energiesteuerrichtlinie, auch weitere Steuervergünstigungen bei der Energiesteuer und Stromsteuer an eine Gegenleistung zu knüpfen, umgesetzt werden könnten	Es konnte geklärt werden, dass eine entsprechende Gegenleistung von der EU-Energiesteuerrichtlinie für andere Steuerbegünstigungen als den Spitzenausgleich nicht verlangt wird. Die allgemeine Steuerermäßigung und die Steuerbefreiung für bestimmte Prozesse und Verfahren sind deshalb nicht Gegenstand des Zweiten Gesetzes zur Änderung des Energiesteuer- und des Stromsteuergesetzes.
41	Ausbau und Weiterentwicklung von Programmen zur Förderung Energieberatung Verbraucher sowie KMU	<ul style="list-style-type: none"> ● Energieberatung und Energie-Checks der Verbraucherkentralen ● Stromsparchecks für einkommensschwache Haushalte und seit 01. Oktober 2013 Pilotvorhaben zum Austausch alter Kühlgeräte in einkommensschwachen Haushalten (Gutschein 150 Euro) ● Vor-Ort-Beratung in Wohngebäuden – aktuelle Fassung der Förderrichtlinie von Juni 2012 ● Vor-Ort-Beratung in Wohngebäuden – aktuelle Fassung der Förderrichtlinie von Juni 2012 ● Energieberatung im Mittelstand Förderrichtlinien Anfang 2012 ● Energieeffizienz Impulsgespräche durch das RKW-Kompetenzzentrum bei KMU.
42	Zinsgünstige Kredite und Zuschüsse für KMU für Effizienzmaßnahmen	Förderung von Energiemanagementsystemen, die Richtlinie ist am 15. August 2013 in Kraft getreten <ul style="list-style-type: none"> ● Umweltinnovationsprogramm ● KfW-Energieeffizienzprogramm ● Förderung der Neuerrichtung von Mini-KWK-Anlagen – aktuelle Förderrichtlinie von Januar 2012 ● Förderung von effizienten Klima- und Kälteanlagen in gewerblichen Unternehmen ● Richtlinie zur Förderung hocheffizienter Querschnittstechnologien in KMU und Mittelstand – aktuelle Richtlinie vom Dezember 2013 ● Förderung energieeffizienter Produktionsprozesse mittels Zuschuss – Förderrichtlinie ist am 27. Dezember 2013 in Kraft getreten.
43	Einführung von Energie- oder Umweltmanagementsystemen bzw. alternativen Systemen zur Verbesserung der Energieeffizienz für KMUs und Nachweis zertifizierter Protokollierung als Voraussetzung	Der Spitzenausgleich soll ab 2013 nur noch gewährt werden, wenn Unternehmen des Produzierenden Gewerbes Energie- oder Umweltmanagementsysteme einführen (Erleichterungen bei kleinen und mittleren Unternehmen) und das Produzierende Gewerbe als Ganzes ambitionierte Energieeffizienzziele erreicht (siehe Nr. 39). Mit der Spitzenausgleich-Effizienzsystemverordnung (SpaEfV), die am 6. August 2013 in Kraft getreten ist, wurden die Anforderungen an die Nachweisführung über Einführung und Betrieb eines dieser Systeme in der Einführungsphase und im Regelverfahren festgelegt.
44	Ausgleich von emissionshandelsbedingten Strompreiserhöhungen für Industrie im EKF bis max. 500 Millionen Euro	Die Bundesregierung hat eine nationale Förderrichtlinie zur Erstattung der indirekten CO ₂ -Kosten erarbeitet. Die Antragstellung begann am 1. Januar 2014. Zur Verfügung stehen Haushaltsmittel in Höhe von 350 Millionen Euro.
45	Nationale Klimaschutzinitiative des BMU	Programme und Projekt für Klimaschutzmaßnahmen in Kommunen, in der Wirtschaft, bei Verbrauchern und in Schulen und Bildungseinrichtungen.

Lfd. Nr.	Maßnahme Kurzbeschreibung	Umsetzungsstand
C Kernenergie und fossile Kraftwerke		
46	Einrichtung einer Markttransparenzstelle	Erfolgt durch Kabinettsbeschluss vom 2. Mai 2012.
47	Beschleunigte Genehmigung für Zubau gesicherter Kraftwerksleistung	Ergänzung von § 1 Abs. 6 BauGB um den Belang der Versorgungssicherheit in laufender BauGB-Novelle.
48	Verlängerung der KWK-Förderung über 2016 hinaus	KWKG-Förderungsstichtag wurde in Art. 6 EnWGÄndG bis 2020 verlängert und die Förderung flexibilisiert; seit 26. Juli 2011 in Kraft.
49	Weiterentwicklung KWK-Förderung	Durch KWKG-Novelle 2012 auf Basis Evaluierung in 2011 wurden insbesondere Zuschläge angehoben und neue Fördertatbestände eingeführt, u. a. jetzt auch Unterstützung von Wärmespeichern zur Flexibilisierung der Fahrweise von KWK möglich, seit 19. Juli 2012 in Kraft.
50	Ergänzende Regelung Sicherheitsanforderungen KKW	Ist erfolgt durch 12. AtGÄndG (§ 2, 3a ; §§ 7c und 7d).
51	Schrittweiser Vollzug des Kernkraftausstiegs bis 2022	Erfolgt nach gesetzlichem Zeitplan, laut 13. AtG-ÄndG.
52	Bestimmung Reservekraftwerk bis 2013 und Ermächtigung BNetzA zur Bestimmung dieses Reservekraftwerkes	13. AtG-ÄndG (§ 7 Abs. 1e), EnWG-Novelle (§ 118a), BNetzA hat auf Möglichkeit der Bestimmung eines Reservekraftwerks in der gesetzlichen Frist verzichtet.
53	Regelungen zur Absicherung der Versorgungssicherheit	Ergänzung durch Drittes Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften (BGBl. I Nr. 61 vom 27. Dezember 2012), u. a. Pflicht zu Anzeige der Stilllegung von Anlagen mit 1-Jahres-Frist, Möglichkeit zur Untersagung der endgültigen Stilllegung systemrelevanter Anlagen, Ermächtigung zur Schaffung einer „Netzreserve“, Ausgestaltung durch Reservekraftwerksverordnung vom 27. Juni 2013 (BGBl. I S. 1947), Normen sind als Übergangsregelungen bis Ende 2017 befristet.
54	Entsorgung von insbes. wärmeentwickelnden Kernkraftwerksabfällen: Ermittlung geologischer Eignungskriterien u. alternat. Entsorgungsoptionen	Standortauswahlgesetz (Artikelgesetz) ist seit 27. Juli 2013 in Kraft. Nächste Schritte: Konstituierung der Kommission „Lagerung hoch radioaktiver Abfallstoffe“ und Ausarbeitung von Empfehlungen bis Ende 2015.
55	Kraftwerksförderprogramm für hocheffiziente Kraftwerke	Anhebung KWKG-Förderung, KfW-Kreditprogramm.
56	CCS-Gesetz	Das Gesetz zur Demonstration und Anwendung von Technologien zur Abscheidung, zum Transport und zur dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid vom 17. August 2012 (BGBl. I S. 1726) ist am 24. August 2012 in Kraft getreten. Um die Option der Demonstration der CO ₂ -Speicherung in Deutschland weiterhin offenzuhalten, sollen die Fristen für die Untersuchungsgenehmigung bzw. für Anträge auf Zulassung von Kohlendioxidspeichern im Kohlendioxid-Speicherungsg in der 17. Legislaturperiode verlängert werden. Die bisherigen Fristen (2015 für Untersuchung/2016 für Speicherzulassung) sind im Hinblick auf die langen Vorlaufzeiten für diese Anträge unzureichend.
57	Zwei Energie-CCS-Demonstrationsvorhaben bis 2020; ein Industrie-Biomasse-CCS-Demonstrationsvorhaben	Derzeit sind keine Demonstrationsprojekte in Deutschland geplant. F&E-Förderung im Rahmen des COORETEC-Förderprogramms des BMWi und des Geotechnologien-Förderprogramms des BMBF werden fortgesetzt.
58	F&E Stoffliche Nutzung CO ₂ (zum Beispiel Methan, Algen)	BMU fördert F&E-Projekte zu EE-Methan („Power-to-gas“) und wird hierzu weitere Projekte z. B. im Rahmen der Förderinitiative Energiespeicher fördern. BMBF fördert Vorhaben im Rahmen der Initiative „Technologien für Nachhaltigkeit und Klimaschutz – Chemische Prozesse und stoffliche Nutzung von CO ₂ “.
59	Geothermie-Atlas	Die Arbeiten des LIAG und der BGR zum Geothermie-Atlas sind im Herbst 2012 abgeschlossen worden. Der Atlas stellt mögliche Nutzungskonkurrenzen zwischen CCS und Geothermie dar.
60	Bürgerdialog CCS-Technologie	Eine Wiederaufnahme der von BMBF, BMU und BMWi 2009 ins Leben gerufenen Projektgruppe CCS-Dialog ist nicht geplant.
D Leistungsfähige Netzinfrastruktur für Strom und Integration erneuerbarer Energien		
61	Weiterentwicklung Netzplattform	Umsetzung erfolgt. Die im Sommer 2010 gegründete Plattform wurde im Februar 2011 zu einem permanenten Gremium mit einer im BMWi angesiedelten Geschäftsstelle ausgebaut. Im November 2011 erhielt sie einen Beirat, in dem unter anderem alle Fraktionen des Deutschen Bundestags vertreten sind. Derzeit gibt es neun regelmäßig tagende Arbeitsgruppen. Das übergeordnete Plenum, insbesondere zur Verabschiedung von Handlungsempfehlungen, findet grundsätzlich zweimal pro Jahr statt.
62	Konzept für „Zielnetz 2050“ inkl. Bestand, Overlay-Netz, Nordsee-Netz, EU-Integration	Abgeschlossen. NEP sieht 20-jähriges Ausbauszenario vor. Dem Zielnetz weitgehend Rechnung getragen.
63	Informationsoffensive „Netze für eine umweltschonende Energieversorgung“	Ausschreibungsverfahren läuft.

Lfd. Nr.	Maßnahme Kurzbeschreibung	Umsetzungsstand
64	Deutschlandweit abgestimmte Netzausbauplanung der ÜNB (Netzentwicklungspläne)	Abgeschlossen.
65	Bundesfachplanung für Übertragungsnetz (Bundesnetzplan)	Einführung von Regeln für den Bundesnetzplan abgeschlossen.
66	Netzausbau: Beschleunigung der Planungs- und Genehmigungsverfahren – Musterplanungsleitlinien/Verwaltungsvorschriften für das Planfeststellungsverfahren Energieleitungsbau	Mit NABEG 2011 für länderübergreifende und grenzüberschreitende Höchstspannungsleitungen umgesetzt. Zu Verwaltungsvorschriften laufen Beratungen in einer Bund-Länder-Arbeitsgruppe.
67	Modernisierung des Regulierungsrahmens für den Netzausbau	Mit ARegV-Novelle 2012 umgesetzt. BNetzA erstellt umfassenden Evaluierungsbericht zur Anreizregulierung, Termin 31. Dezember 2014, Projekt läuft seit November 2013. Ergebnisse aus der BMWi-Verteilnetzstudie
68	Nord-Süd-Pilotrassen als erste Pfeiler eines Overlay-Netzes	Erledigt. Im NEP 2012 bestätigt und in das Bundesbedarfsplangesetz aufgenommen.
69	Smart Meter: Rechtsgrundlagen für den sicheren Einsatz intelligenter Zähler	Verordnungspaket nach § 21i EnWG: Entwürfe für 2014 geplant. Kosten-Nutzen-Analyse nach § 21c Absatz 2 Satz 2 EnWG liegt vor.
70	Smart Meter: Festlegung technischer Mindeststandards für intelligente Zähler (auch Datenschutz und Datensicherheit)	Entwurf der Messsystemverordnung (Verrechtlichung Schutzprofile und Technische Richtlinien des BSI) nach RL 98/34/EG notifiziert.
71	Anpassung ARegV und StromNEV wg. Finanzierung des Einbaus von Messsystemen	BMWi-Entwurf für 2014 geplant. In Gespräch mit BNetzA/BMWi (AG Finanzierungsmechanismus).
72	Initiative für Nordsee-Netz mit Anrainerstaaten	DEU arbeitet mit Nordseeanrainerstaaten in der Nordsee-Offshore-Initiative zusammen.
73	Wind-Offshore: rechtliche Voraussetzungen für Cluster-Anbindung von Offshore-Parks	Mit EnWG abgeschlossen.
74	Rahmenbedingungen für Ausbau Grenzkuppelstellen im Rahmen der Umsetzung des 3. EU-Binnenmarktpakets	Abgeschlossen. 1. Unionsweite PCI-Liste seit 10. Januar 2014 in Kraft.
75	Bundesbedarfsplan	Bundesbedarfsplangesetz beschlossen und in Kraft getreten.
76	Optimierung der Rahmenbedingungen für den Einsatz von Erdkabeln auf der 110 kV-Ebene und grenzüberschreitenden Stromkabeln	Abgeschlossen.
77	Finanzieller Ausgleich für Gemeinden, die vom Netzausbau betroffen sind (Anreizregulierung)	Abgeschlossen.
78	Verbesserung der Planungsbedingungen von Hochspannungs-Gleichstrom-Leitungen (HGÜ)	Mit EnWG-Novelle abgeschlossen. Bundesbedarfsplan enthält entspr. HGÜ-Leitungen.
79	Verteilnetze intelligent und EE-kompatibel machen: Voraussetzungen schaffen, damit – marktgetrieben – Verteilnetze ausgebaut werden, dezentrales Erzeugungs- und Lastmanagement gesichert und erneuerbare Energien integriert werden	Verteilnetzstudie der BMWi-Netzplattform im März 2014 abgeschlossen. Zusammen mit BNetzA-Bericht zur Anreizregulierung Datengrundlage für Anpassung des Rechtsrahmens für Investitionen in intelligente Netze.
80	Erlass der Systemstabilitätsverordnung zur Nachrüstung von Photovoltaikanlagen (50,2-Hz-Problem)	2012 erlassen.
81	Ergänzung der Systemstabilitätsverordnung zur Nachrüstung Wind, Biomasse, KWK und Kleine Wasserkraft	Endbericht einer Studie zur Datenermittlung und zum Nachrüstungsprozess liegt seit Ende 2013 vor. Verordnungserlass in 2014 geplant.
82	Abbau der Zugangsschwellen für erneuerbare Energien in Regel- und Ausgleichsenergiemärkten	Die Bundesnetzagentur hat im vergangenen Jahr neue Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für die wettbewerbliche Beschaffung von Regelenergie festgelegt (vgl. Beschlüsse BK6-10-097/098 vom 12. April 2011 11, BK6-10-099 vom 18. Oktober 2011).
83	Netze und Lastmanagement: Verbesserter Zugang der stromintensiven Industrie zu Regel- und Ausgleichsenergiemärkten	RVO abschaltbare Lasten in Kraft getreten.

Lfd. Nr.	Maßnahme Kurzbeschreibung	Umsetzungsstand
84	Systemdienstleistungen durch EE	Durch EEG-Novelle 2011 umgesetzt (§ 64 Verordnungsermächtigung zu Systemdienstleistungen) und Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (Systemdienstleistungsverordnung – SDLWindV vom 28. Juli 2011).
85	Neue Speicher von Entgelten für Netzzugang befreien	Umsetzung erfolgte durch EnWG-Novelle 2011 in § 118 Abs. 6 EnWG.
86	Anreize für Biogas-Speicherbetrieb setzen	Umgesetzt durch Flexibilitätsprämie im EEG 2012 (§ 33i).
87	Förderprogramm zur Umrüstung von Biogasanlagen mit Speicher-Infrastruktur	Nicht mehr erforderlich durch Einführung der Flexibilitätsprämie im EEG 2012.
88	Energiespeicher für Regelernergie zulassen	Umgesetzt durch Flexibilitätsprämie im EEG 2012 (§ 33i).
E Energetische Gebäudesanierung und effizientes Bauen		
89	Energetische Sanierung Gebäude	<ul style="list-style-type: none"> ● Mittelanweisung im EKF ● KfW-Programme i. R. CO₂-Gebäudesanierungsprogramm: <ul style="list-style-type: none"> – „Energieeffizient Bauen“ – „Energieeffizient Sanieren“ (Beschluss über Erhöhung der Zuschüsse in 2012, Förderbaustein KfW-Effizienzhaus Denkmal) für Wohngebäude ● „IKK – Energetische Stadtsanierung – Energieeffizient Sanieren“ für die energetische Gebäudesanierung von Kommunen, „IKU – Energetische Stadtsanierung – Energieeffizient Sanieren“ für die energetische Gebäudesanierung kommunaler Unternehmen und sozialer Einrichtungen
90	Zusätzliche Förderung der energetischen Gebäudesanierung (CO ₂ -Gebäudesanierungsprogramm)	Die Bundesregierung hat ab 2013 über einen Zeitraum von 8 Jahren ein das bestehende CO ₂ -Gebäudesanierungsprogramm ergänzendes Zuschussprogramm in Höhe von 300 Millionen Euro jährlich aufgelegt.
91	Entwicklung eines Sanierungsfahrplans – für den Gebäudebestand als Orientierung für Investitionen, inkl. eines Monitoring-Verfahrens	In Bearbeitung.
92	Marktanreizprogramm	Ab 2011 i. d. Wirtschaftsplan EKF aufgenommen, Mittelausstattung im EKF nicht verlässlich, z. B. 2012 Nullansatz für das MAP.
93	Haushaltsunabhängiges Fördersystem für EE-Wärme	Wurde im Erfahrungsbericht geprüft und Bericht verabschiedet (Beschluss Bundeskabinett Erfahrungsbericht 4. Quartal 2012).
94	KfW-Förderprogramm „Energetische Stadtsanierung“	Einführung des Programms 2011 mit folgenden Programmteilen: <ul style="list-style-type: none"> ● „Energetische Stadtsanierung – Zuschüsse für integrierte Quartierskonzepte und Sanierungsmanager“ für Kommunen und über Kommunen Weitergabe an Dritte ● „Energetische Stadtsanierung – Quartiersversorgung“ für Kommunen und kommunale Unternehmen
95	Novelle des Mietrechts zur Förderung energetischer Sanierungen unter Wahrung des sozialen Mieterschutzes	MietRändG ist am 1. Mai 2013 in Kraft getreten.
96	Einheitlicher Rahmen für Wärmeliefer-Contracting im Mietrecht	Verordnung zum Contracting (MietwohnwärmelieferVO) ist am 1. Juli 2013 in Kraft getreten.
97	Ökosteuerbegünstigung Contracting nur noch wenn ambitionierte Einsparvorgaben erfüllt	Reduzierung des Missbrauchspotenzials bei Energieliefer-Contracting durch Haushaltsbegleitgesetz 2011. Steuerentlastung beim Contracting nur noch für Contractoren, wenn die Erzeugnisse des Contractors nachweislich von Unternehmen des Produzierenden Gewerbes bzw. Unternehmen der Land- und Forstwirtschaft genutzt worden sind.
98	Technologieoffenere Gestaltung des EE-WärmeG	In Bearbeitung.
99	Mittelfristig schrittweise und aufkommensneutrale Ausrichtung der Energiesteuern im Wärmemarkt nach CO ₂ -Emissionen	Mittelfristige Maßnahme, die erst geprüft werden kann, wenn die künftige Ausgestaltung der – derzeit in der Überarbeitung befindlichen – EU-EnergiesteuerRL feststeht.
100	Bessere und regelmäßige Fortbildung von Handwerkern durch die Wirtschaft	Regelmäßige Anpassung der Ausbildungs- und Meisterprüfungsverordnungen, in denen „energie- und bauspezifische“ Belange zu berücksichtigen sind.
101	Vorbildfunktion bei der Reduzierung des Energieverbrauchs der Liegenschaften der Bundesregierung	Umsetzung u. a. über Energieeinsparprogramm für Bundesbauten, energetische Vorgaben für Neubauten und Sanierungen sowie energetischen Sanierungsfahrplan Bundesliegenschaften.
102	Pilotvorhaben „Weiße Zertifikate“ realisieren und bei Erfolg deutschlandweite Markteinführung	Prüfung im Rahmen des BMWi-Gutachtens „Kosten-/Nutzen-Analyse der Einführung marktorientierter Instrumente zur Realisierung von Endenergieeinsparungen in Deutschland“. Gutachten im März 2012 abgeschlossen.

Lfd. Nr.	Maßnahme Kurzbeschreibung	Umsetzungsstand
103	Prüfen, ob die Förderung im Wärmebereich ab 2015 auf eine marktbasierende und haushaltsunabhängige Lösung umgestellt werden kann	Ecofys-Gutachten im März 2014 veröffentlicht.
104	Wirtschaftliche Anreize zur energetischen Gebäudesanierung richten sich am Sanierungsfahrplan aus	Kein neuer Arbeitsstand.
105	EnEV: Ziele des EK in Präambel zur EnEV aufnehmen	Die wesentlichen Ziele des Energiekonzepts in Bezug auf Gebäude wurden mit der Novelle der Energieeinsparverordnung (EnEV 2013) in § 1 Abs. 1 EnEV aufgenommen.
106	Energieausweis für Gebäude weiterentwickeln: Berechnungsverfahren angleichen und Darstellung verständlicher und transparenter machen	Mit der EnEV 2013 ist die Umsetzung erfolgt, soweit erforderlich. Mit der EnEV 2013 wurden Energieeffizienzklassen für neue Energieausweise für Wohngebäude eingeführt. Diese lehnen sich an die von Haushaltsgeräten bekannte Buchstabenkennzeichnung (Klassen A+ bis H) an. Im Übrigen wurde der kostengünstige Verbrauchsausweis neben dem Bedarfsausweis beibehalten.
107	EnEV: Anforderungen an alle Neubauten mit der EnEV 2012 schrittweise an den europaweiten Standard bis 2020 heranzuführen	Umsetzung ist mit der EnEG-Novelle 2013 durch Einführung einer generellen Grundpflicht zur Errichtung von Niedrigenergiegebäuden ab 2021 erfolgt. Ferner wurden mit der EnEV-Novelle 2013 die Neubauanforderungen um ca. 25 Prozent ab 1. Januar 2016 verschärft, um die Anforderungen an den künftigen Standard heranzuführen.
108	EnEV: Anforderungen an öffentliche Neubauten mit der EnEV 2012 schrittweise an den europaweiten Standard bis 2020 heranzuführen	Umsetzung ist mit der EnEG-Novelle 2013 durch Einführung einer generellen Grundpflicht zur Errichtung von öffentlichen Gebäuden als Niedrigenergiegebäude ab 2019 erfolgt. Ferner wurden mit der EnEV-Novelle 2013 die Neubauanforderungen um ca. 25 Prozent ab 1. Januar 2016 verschärft, um die Anforderungen an den künftigen Standard heranzuführen.
109	Niedrigenergiegebäude-Standard für Neubauten des Bundes ab 2012	Für Neubauten des Bundes sind entsprechende Vorgaben in Arbeit.
110	Energetischer Sanierungsfahrplan-Bundesliegenschaften zur Senkung des Wärmebedarfs um 20 Prozent bis 2020 (Bezugsjahr 2010) und zur Erreichung eines nahezu klimaneutralen Gebäudebestands bis 2050	Sanierungsfahrplan wird derzeit erarbeitet.
111	Anforderungen an Energieberater weiterentwickeln und vereinheitlichen	Neue Anforderungen im Rahmen der Überarbeitung des sog. Vor-Ort-Beratungsprogramms für Wohngebäude sind erfolgt und gelten auch für die Energie-Effizienz-Expertenliste.
112	Qualität der Energieberatung verbessern	Einführung einer qualitätsgesicherten Expertenliste für alle gebäudebezogenen Energieberatungen und Baubegleitungen sowie Planung KfW-geförderter Effizienzhäuser. www.energie-effizienz-experten.de
113	Monitoring-Verfahren einführen, das alle 4 Jahre überprüft, ob sich Bestandsgebäude insgesamt auf Zielpfad bewegen	Umsetzung im Rahmen des Sanierungsfahrplans (siehe u.a. Nr. 91 und 104).
114	Gebäudebezogener Ansatz wird durch planungsrechtliche und quartiersbezogene Maßnahmen (Ergänzung BauGB, Förderprogramm) ergänzt	Siehe Nr. 94 KfW-Programm „Energetische Stadtsanierung“.
115	Modellvorhaben zur Erstellung „energetischer Mietspiegel“ unterstützen Refinanzierungsmöglichkeiten energetischer Maßnahmen im Mietwohnungsbestand	Projekt zur Umsetzung und Evaluierung von energetisch differenzierten Mietspiegeln in Modellkommunen ist im Oktober 2011 im Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung im Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung angelaufen.
116	Novelle Bauplanungsrecht (Teil 1: energie- und klimapolitische Regelungen); Teil 2: Stärkung der Innenentwicklung einschließlich weiterer Regelungen im Kontext mit der Energiewende	Teil 1: umgesetzt. Teil 2: Umsetzung in 2013.
117	Nationale Plattform Zukunftsstadt	In der nationalen Plattform Zukunftsstadt arbeiten Expertinnen und Experten aus den Kommunen, der Wissenschaft und der Wirtschaft daran, die Forschung für eine nachhaltige Entwicklung der Städte nutzbar zu machen. Dafür haben sie vier Arbeitskreise eingesetzt. Sie beschäftigen sich mit den Fragen der Energie- und Rohstoffeffizienz, der Klimaanpassung, der Governance und der systemischen Betrachtung der Stadt.

Lfd. Nr.	Maßnahme Kurzbeschreibung	Umsetzungsstand
F Herausforderung Mobilität		
118	Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität konsequent vorantreiben	Umgesetzt (z. B. Kfz- und Dienstwagensteuer). Umfangreiche Förderung von Forschungs- und Entwicklungsvorhaben, z. B. im Rahmen der „Schaufenster Elektromobilität“.
119	Kennzeichnungsverordnung für Elektrofahrzeuge	Die Bundesregierung hat die BR-Initiative grundsätzlich begrüßt, allerdings Rechtsförmlichkeitsbedenken geltend gemacht. Die Bundesregierung wird 2014 einen eigenen Vorschlag für ein Elektromobilitätsgesetz vorlegen.
120	Fortführung Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie	Finanzierung des NIP durch BMVI/BMWi bis 2016.
121	Ambitionierte CO ₂ -Grenzwerte für Neufahrzeuge post 2020 (alle Fahrzeugklassen) beschließen	Studien.
122	Stärkerer Einsatz von Biogas in Erdgasfahrzeugen	MKS geht davon aus, dass die bestehenden Förderinstrumente einen guten Rahmen für die Erhöhung des Biomethananteils im Verkehrssektor bilden.
123	Förderinitiative für Entwicklungs- und Demovorhaben Kraftstoffe der zweiten Generation	Förderprojekte BMELV und ein EU-Förderprojekt im Rahmen von NER300
124	Schrittweise Zielvorgaben für Dekarbonisierung durch steigenden Anteil von Biokraftstoffen	Im BiokraftstoffquotenG geregelt.
125	Aufforderung an Industrie, Voraussetzungen für Biokraftstoff-Anteil über 10 beziehungsweise 7 Prozent zu schaffen	Gespräche mit Industrie laufen.
126	Einbeziehung des Flugverkehrs in den Emissionshandel	Neuer Vorschlag der KOM seit Oktober 2013 nach ICAO-Versammlung, Einbeziehung aller Flüge im EU-Luftraum.
127	Schaffung einer besonderen Mautklasse für EURO-VI-LKW	Die Bundesregierung beabsichtigt, im Rahmen der anstehenden Neuberechnung der Mautsätze für die besonders schadstoffarmen EURO-VI-LKW eine eigene Mautkategorie einzurichten. Umsetzung voraussichtlich 2014.
128	Prüfung, inwieweit bei Besteuerung fossiler Kraftstoffe THG-Emissionen stärker berücksichtigt werden können	Mittelfristiger Prüfauftrag: Abschließende Prüfung erst möglich, wenn künftige europarechtliche Rahmenbedingungen für Energiebesteuerung feststehen.
129	Konkrete Angebote zur Stärkung umweltfreundlicher Mobilitätsformen als Alternative zum MIV	Im Rahmen der Förderung der Elektromobilität werden umweltfreundliche Mobilitätsformen wie das Car-Sharing gefördert. Zur Stärkung des Radverkehrs soll der in 2012 beschlossene Radverkehrsplan 2020 beitragen. Fokus bisher nur Antriebe u. Kraftstoffe, keine nichttechnischen Maßnahmen. „Lernende“ Strategie, d.h. Prozess, wird fortgesetzt.
130	Nationaler Radverkehrsplan (NRVP 2002 bis 2012)-Weiterentwicklung bis 2020	Das Bundeskabinett hat am 5. September 2012 den Nationalen Radverkehrsplan 2020 beschlossen. Seit 1. Januar 2013 in Kraft.
131	Fortentwicklung der emissionsbezogenen Kfz-Steuer	Durch VerkehrStÄndG vom 5. Dezember 2012 umgesetzt. U. a. wurde die erweiterte Steuerbefreiung für Elektrofahrzeuge geregelt
132	Erarbeitung einer neuen Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie	Die Bundesregierung hat am 12. Dezember 2013 die Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (MKS) beschlossen. Die MKS soll laut Beschluss als eine „lernende Strategie“ und als ein Umsetzungsinstrument der Energiewende im Verkehr fortgesetzt werden.
G Energieforschung für Innovationen und neue Technologien		
133	6. Energieforschungsprogramm	Am 3. August 2011 durch das Kabinett verabschiedet und am 1. September 2011 in Kraft getreten.
134	Gemeinsame Förderinitiative „Energiespeicher“	Bis Ende 2013 wurden 255 Einzelprojekte bewilligt (Fördervolumen: rund 191 Millionen Euro). Letzte Projektbewilligungen in 2014.
135	Gemeinsame Förderinitiative „Netze“	Förderbekanntmachung 2013 veröffentlicht; 173 Projektskizzen eingegangen mit insg. 318 Millionen Euro beantragtem Fördervolumen; erste Projekte zur Antragseinreichung aufgefordert. Erste Bewilligungen voraussichtlich 2014.
136	Gemeinsame Förderinitiative „Solares Bauen“	Noch nicht gestartet; zunächst Umsetzung Förderinitiativen Speicher und Netze.
137	Ausbau „Koordinierungsplattform Energieforschungspolitik“ – Einrichtung zentrales Informationssystem	Koordinierungsplattform gestärkt durch jährliches Bund-Länder-Gespräch (nächster geplanter Termin: Februar 2014); Informationssystem EnArgus in Vorbereitung durch Forschungsprojekt.
138	Dialogforum Neue Energietechnologien	Auftaktveranstaltung am 14. Juni 2013. Ziel des Dialoges zwischen Vertretern aus Wirtschaft, Wissenschaft, Politik und Gesellschaft ist die Beschleunigung von Innovationsprozessen im Energiebereich. Innovative Energietechnologien sollen künftig zügiger Marktreife erlangen, um die damit einhergehenden Potenziale zur Kostensenkung und zur Erhöhung der Versorgungssicherheit für die Energiewende schneller nutzbar zu machen.

Lfd. Nr.	Maßnahme Kurzbeschreibung	Umsetzungsstand
139	Erhalt der Forschungskompetenz für Nuklearsicherheit und Non-Proliferation	Erfolgt durch Forschung des BMWi und des BMBF im Rahmen des 6. Energieforschungsprogramms.
140	Forschungsforum Energiewende	Das Forschungsforum „Energiewende“ wurde im März 2013 gestartet. Es adressiert vor allem Langfrist Aspekte im Energieforschungsbereich. Unter Beteiligung aller Akteure – Bund, Länder, Wissenschaft, Wirtschaft und Zivilgesellschaft – leistet das Forum eine wissenschaftsbasierte Politikberatung und entwickelt eine Strategische Forschungsagenda im Bereich der Grundlagenforschung. Die Forschungsagenda fließt in die Weiterentwicklung des Energieforschungsprogramms ein.
H Energieversorgung im europäischen und internationalen Kontext		
141	Internationales Klimaschutzabkommen	Deutschland im Rahmen des UNFCCC und des Kyoto-Prozesses aktiv.
142	Unterstützung des Klimaschutzes in Entwicklungs- und Schwellenländern	Finanzierung durch das Sondervermögen Energie- und Klimafonds (Titel 687 01) ergänzend zu den aus den Einzelplänen 23 (BMZ) und 16 (BMU) finanzierten Maßnahmen.
143	Umsetzung des 3. EU-Binnenmarktpakets	Abgeschlossen.
144	Initiative zur Planung eines europäischen Netzverbundes und Entwicklung gemeinsamer technischer Netzstandards	Arbeiten an einem europäischen Netzverbund und gemeinsamer technischer Netzstandards laufen auf europäischer Ebene (ENTSO-E, ENTSO-G, ACER).
145	Verbesserung des europäischen Rechtsrahmens zum Ausbau der Grenzkuppelstellen	Abgeschlossen; durch Inkrafttreten der TEN-E Verordnung, die zusammen mit der „Connecting Europe Facility“ das EU-Energieinfrastrukturpaket bildet (Projects of Common Interest, PCI).
146	Zusammenarbeit mit BeNeLux-Staaten und Osteuropa für regional integrierte Strommärkte	DEU arbeitet mit den BeNeLux-Staaten, FRA und AUT im Pentalateralen Energieforum an einem regional integrierten Strommarkt in Zentralwesteuropa; im Central Eastern European Electricity Forum arbeitet DEU zusammen mit osteuropäischen Staaten an einem regional integrierten Strommarkt in Zentralosteuropa.
147	Stromversorgung und -Speicherkapazitäten Gespräche mit Norwegen und Alpenländern	Eine deutsch-norwegische Arbeitsgruppe befasst sich mit möglichen Interkonnektoren wie aktuell dem geplanten Nordlink-Kabel, das 2018 in Betrieb gehen soll. Hierzu wurde 2013 eine gemeinsame Projektgesellschaft von KfW, TenneT und Statnett gegründet. Zur Nutzung von Pumpspeicherkraftwerken haben DEU-AT-CH in einer Ministererklärung gemeinsame Initiativen vereinbart.
148	Verknüpfung von Emissionshandelssystemen im Rahmen ICAP	Sekretariat wurde mit HH-Mitteln erweitert und Aktivitäten verstärkt, unter anderem ICAP Meetings in Berlin im Oktober 2011.
149	Mehrerlöse aus Versteigerung der Zertifikate für Sondervermögen Klima- und Energiefonds	ETS-Erlöse gehen ab 2012 vollständig in EKF.
150	Verbesserte und europaweite Verbraucherinformation bei Ökostromkennzeichnung	Umsetzung im Rahmen der EU-Energiestrategie 2011–2020.
151	Ein Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030	Ein KOM-Vorschlagspaket zum Klima-/Energierahmen 2030 wurde am 22. Januar 2014 vorgelegt; Befassung im Europäischen Rat im März 2014.
152	Umsetzung der EU-Energieeffizienz-RL (EED)	Die EED ist am 4. Dezember 2012 in Kraft getreten und verpflichtet die MS u. a. zur Erreichung eines Energieeinsparziels, zur Sanierung bestimmter Gebäude des Bundes und zur Einführung einer Energieauditpflicht für große Unternehmen; die allgemeine Umsetzungsfrist endet am 05.06.2014; die Arbeiten an der Umsetzung laufen derzeit.
153	Formulierung einer deutschen Gesamtstrategie für den Solarplan der EU	Anstatt einer singulären deutschen Strategie unterstützt die Bundesregierung die Ausarbeitung des Mittelmeersolarplans mit EU-KOM und MS der Union für das Mittelmeer.
154	EU-RLen zu Nuklearer Entsorgung und Sicherheit	Umsetzung der Nuklear-Abfall-RL in nationales Recht und Verhandlung KOM-Vorschlag zur Nuklear-Sicherheits-RL. Umsetzungsfrist für Nuklear-Abfall-RL endete am 23. August 2013 13, bis 23. August 2013 15 Übermittlung des Nationalen Entsorgungsprogramms an KOM. Vorschlag für Nuklear-Sicherheits-RL wurde im Juni 2013 vorgestellt und im September 2013 erstmals im Rat beraten.
155	Bilaterale und regionale Energie- und Rohstoffpartnerschaften	Zur Gewährleistung einer bedarfsgerechten Versorgung der Industrie mit nicht-energetischen mineralischen Rohstoffen für Zukunftstechnologien, die gerade für den Umbau der Energieversorgung von grundlegender Bedeutung sind, hat die Bundesregierung auf der Basis ihrer Rohstoffstrategie durch Rohstoffpartnerschaften und die Stärkung der Zusammenarbeit mit rohstoffreichen Ländern die Industrie bei der Bezugsquellendiversifizierung unterstützt. Um günstige Investitions- und Einkaufsbedingungen in Liefer-, Verbraucher- und Transitländern zu erreichen, die wichtig für unsere Versorgungssicherheit mit energetischen Rohstoffen oder EE-Strom sind oder werden können, ist die Bundesregierung darüber hinaus in den letzten Jahren eine Reihe neuer institutionalisierter Energiepartnerschaften und -dialoge eingegangen.

Lfd. Nr.	Maßnahme Kurzbeschreibung	Umsetzungsstand
156	Politische Flankierung der deutschen Unternehmen bei großen Infrastrukturprojekten zur Diversifizierung der Energieversorgung (zum Beispiel Nordstream, TAP/TANAP, LNG, Desertec, Nordsee super grid)	Vor dem Hintergrund der hohen und noch zunehmenden Energieimportabhängigkeit Deutschlands setzt die Bundesregierung v. a. auf „Risikostreuung“ durch Projekte deutscher und europäischer Investoren und Importeure mit dem Ziel der weiteren Diversifizierung bei den Energielieferländern und Transportrouten. Die Bundesregierung hat in diesem Kontext die genannten Großprojekte mit deutscher Beteiligung gezielt politisch flankiert und wird dies auch zukünftig fortsetzen.
157	Konferenzen zum Thema Energiewende	Durch bilaterale Durchführung mittels staatlicher und nichtstaatlicher Träger des Gastlandes unter Federführung der deutschen Auslandsvertretungen werden die Energiewende und damit verbundene Vorteile unter klimapolitischen und ökonomischen Gesichtspunkten beworben. Ziel ist die Bewusstseinsbildung bei Entscheidungsträgern und Zivilgesellschaft und die Verstärkung der Diskussion sowie die Beförderung des Prozesses. Durchgeführt wurden bereits Konferenzen und Workshops in Kairo, Ottawa, Santo Domingo, Seoul, Tripolis und Warschau, Folgeveranstaltungen und Ausweitungen auf andere Länder sind in Vorbereitung.
158	Studien- und Informationsreisen für Legislative, Exekutive und Medienvertreter aus Schwerpunktländern zum Thema Energiewende in Deutschland	Bei durch die deutschen Auslandsvertretungen und das Auswärtige Amt geförderten Reisen von Abgeordneten, Regierungsvertretern und Journalisten aus ausgewählten Staaten und Regionen werden Ansätze für die Energiewende und daraus resultierende volkswirtschaftliche Vorteile vorgestellt und auf Deutschland und deutsche Unternehmen als Partner aufmerksam gemacht. Durchgeführt wurden bereits Reisen aus Brasilien, Russland, der Karibik und den OASIS-Staaten, weitere Reisen sind in Vorbereitung.
159	Bewerben der Energiewende bei Entscheidungsträgern in Schlüsselländern	In klima- und energieaußenpolitischen Dialogveranstaltungen mit gezielt ausgewählten Partnern innerhalb und außerhalb der Europäischen Union wird der Zusammenhang zwischen ambitioniertem Klimaschutz und der erforderlichen Transformation der Energiesysteme herausgearbeitet. Dadurch können sowohl die Positionen gerade außereuropäischer Länder im Kontext der internationalen Klimaverhandlungen als auch die nationalen Ambitionen dieser Länder beim Klimaschutz positiv beeinflusst werden. Einbezogen werden Vertreter nationaler Regierungen wie etwa von Kolumbien, Äthiopien und Bangladesch sowie Vertreter von regionalen Organisationen wie OAS, AU und ASEAN und auch Vertreter von Wissenschaft, Wirtschaft, Nichtregierungsorganisationen, Zivilgesellschaft und Medien der Partnerländer.
160	Projekte und Workshops der Energieaußenpolitik	Schwerpunkte sind EKF-finanzierte Maßnahmen im Bereich der erneuerbaren Energien und hier speziell in Nordafrika/ Naher Osten. Damit leistet Deutschland auch einen langfristigen Beitrag zur Stabilisierung dieser Konfliktregion.
I Transparenz und Akzeptanz		
161	Netzplattform, Kraftwerksforum und Plattform Erneuerbare Energien	Bei der Umsetzung der Energiewende ist für die Bundesregierung der Dialog mit den relevanten Akteuren von zentraler Bedeutung. Sie tauscht sich deshalb regelmäßig aus, unter anderem mit Vertretern der Länder sowie mit Wirtschafts- und Umweltverbänden. Diesem Dialog dienen insbesondere die Netzplattform, das Kraftwerksforum und die Plattform Erneuerbare Energien.
162	EEG-Dialog	Das Bundesumweltministerium führt zur Reform des EEG zwischen November 2012 und Mai 2013 eine Reihe von öffentlichen Dialogveranstaltungen durch. Dabei sollen Betroffene, Akteure, Öffentlichkeit und Fachöffentlichkeit frühzeitig und umfassend über Problemstellungen, Konfliktlinien und Entscheidungsalternativen diskutieren.
163	Bürgerdialog	Das BMBF hat beispielsweise einen Bürgerdialog zu Energietechnologien initiiert. Insgesamt beteiligten sich im Rahmen von acht regionalen Bürgerkonferenzen sowie 22 Bürgerwerkstätten rund 1.500 Bürgerinnen und Bürger am Dialog. Ihre Erwartungen sind in einem Bürgerreport zusammengefasst worden. Zentrale Anliegen sind unmittelbar in die Forschungsförderung eingeflossen.
164	Neuer Förderschwerpunkt „Umwelt- und gesellschaftsverträgliche Transformation des Energiesystems“	Mit diesem Schwerpunkt verfolgt das BMBF einen neuen Ansatz in der Energieforschung, in dessen Mittelpunkt die Nachfrage- und Partizipationsforschung sowie Fragen der Akzeptabilität der Energiewende stehen.

Glossar

Anreizregulierung	Die Anreizregulierung im Strom- und Gasbereich dient dazu, die Netzzugangs-entgelte 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 Bruttoendenergieverbrauch 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 Bruttoendenergieverbrauch, 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%-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.
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.
CO₂-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).

CO₂-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 1. 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.
Emissionszertifikate	Ein Emissionszertifikat ist ein verbrieftes und übertragbares Nutzungsrecht für die Emission einer bestimmten Menge an Treibhausgasen. Die Zertifikate werden im Rahmen des EU-Emissionshandels (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 sogenannte 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 Volllastgrenze betrieben werden. Dadurch weisen Grundlastkraftwerke hohe Volllaststunden (bis zu 8.000 Volllaststunden/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.
Jahresvolllaststunden	Die Volllaststundenzahl 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 ein 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.
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. Das heißt, 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.
Nicht-privilegierter Letztverbrauch	Der abgenommene EEG-Strom wird auf die Gesamtheit aller Stromverbraucher überwälzt, 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 Korbprijs 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 bspw. Stein- und Braunkohle, Erdöl, Erdgas und spaltbares Material wie Uran sowie erneuerbare Energien (Sonnenenergie, 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 Ausgleichsregelung des § 410 ff 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 Überspeisung 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.
Residuallast	Als Residuallast bezeichnet man die nachgefragte Leistung (Last), die nach Abzug der Einspeisung aus erneuerbaren Energien und wärmegeführten KWK-Anlagen durch konventionelle Kraftwerke gedeckt werden muss.
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, Konvertermgas, Kokereigas, Strom und Fernwärme. Sekundärenergieträger können aber auch aus der Umwandlung anderer Sekundärenergieträger entstehen.
Sondervertragskunden	Sondervertragskunden sind im Rahmen der Konzessionsabgabenverordnung von den übrigen Tarifkunden zu unterscheiden. Tarifkunden sind in der Regel Haushaltskunden in der Grundversorgung, deren zu zahlende Konzessionsabgaben sich nach der Einwohnerzahl der jeweiligen Gemeinde und dem Lieferzeitpunkt richten. Für Sondervertragskunden greifen dagegen Höchstbeträge bei den zu zahlenden Konzessionsabgaben.
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 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 Brennstoffeinsatz in diesen Anlagen vermindert. In Angleichung an die internationale Konvention wurde dieses Prinzip ab dem Berichtsjahr 1995 durch die Wirkungsgradmethode abgelöst.
Systemdienstleistungen	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.
Umlagepflichtiger Letztverbrauch	Der umlagepflichtige Letztverbrauch gliedert sich in zwei Teilbereiche: den regulären, d. h. nicht-privilegierten Letztverbrauch, und den privilegierten Letztverbrauch.
Wärmebereitstellung durch erneuerbare Energien	Der im Bericht aufgeführte Anteil erneuerbarer 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 AGEB (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.
Wirkungsgradprinzip	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.

Literatur- und Quellenverzeichnis

AGEB (2013) Energieverbrauch in Deutschland. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen. Daten für das 1. und 3. Vierteljahr 2013.

AG Energiebilanzen (2013). Energiebilanzen verschiedener Jahre und Auswertungstabellen zur Energiebilanz.

BDEW (2013) Strompreisanalyse November 2013. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Berlin, 20. November 2013.

BMF (2012) Dreiundzwanzigster Subventionsbericht. Bericht der Bundesregierung über die Entwicklung der Finanzhilfen des Bundes und der Steuervergünstigungen für die Jahre 2009–2012. Bundesministerium der Finanzen.

BMF (2013) Vierundzwanzigster Subventionsbericht. Bericht der Bundesregierung über die Entwicklung der Finanzhilfen des Bundes und der Steuervergünstigungen für die Jahre 2011–2014. Bundesministerium der Finanzen.

BMU (2013a) (Hrsg.) Bericht „Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2012“ Daten des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2012 auf der Grundlage der Angaben der Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik (AGEE-Stat).

BMU (2013b) Erneuerbare Energie in Zahlen. www.erneuerbare-energie.de.

BMU (2013c) (Hrsg.) Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland im Jahr 2012 – eine erste Abschätzung.

BMU/BAFA (2013) Hintergrundinformationen zur Besonderen Ausgleichsregelung. Antragsverfahren 2013 auf Begrenzung der EEG-Umlage 2014. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle.

BMWi (2011) (Hrsg.) Forschung für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Das 6. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung.

BMWi (2013): Energiedaten. www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/energiedaten.html.

BMWi (2013a) Monitoring-Bericht nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit bei Erdgas. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Juli 2013.

BMWi (2013b) (Hrsg.) Bundesbericht Energieforschung 2013. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Juli 2013.

BNetzA/BKartA (2012) Monitoring-Bericht 2012. Monitoring-Bericht gemäß § 63 Abs. 3 i.V.m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i.V.m § 53 Abs. 3 GWB.

BNetzA/BKartA (2013) Monitoring-Bericht 2013. Monitoring-Bericht gemäß § 63 Abs. 3 i.V.m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i.V.m § 53 Abs. 3 GWB.

BNetzA (2012) Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2012/13. Bundesnetzagentur Mai 2012.

BNetzA (2012) Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur. Stand 12. Dezember 2012.

Cludius et al. (2013): The Merit-Order Effect of Wind and Photovoltaic Electricity Generation in Germany 2008–2012, CEEM Working Paper 3-2013.

DIW (2013) Verkehr in Zahlen. Verkehrsstatistische Daten. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung. Berlin.

DLR; Fraunhofer ISI (2012) Monitoring der Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien im Strom- und Wärmebereich im Jahr 2011. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung. Untersuchung im Rahmen des Projektes „Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien (ImpRes)“, gefördert durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.

- Energy Brainpool** (2013) Prognose der Stromabgabe an Letztverbraucher für das Kalenderjahr 2014. Oktober 2013.
- European Commission** (1995) , ExternE – Externalities of Energy. EU Kommission DG XII. Brüssel – Luxemburg.
- EWI;Prognos; GWS** (2010) Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung.
- EWI** (2012) Der Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien – Analyse der kurzen und langen Frist. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln.
- Fraunhofer ISI/ DLR** (2006) Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern. Stuttgart – Karlsruhe 2006.
- Fraunhofer ISI et al** (2011) Einzel- und gesamtwirtschaftliche Analyse von Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien im deutschen Strom- und Wärmemarkt. Update der quantifizierten Kosten- und Nutzenwirkungen für 2010.
- Fraunhofer ISI** (2013a) Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien, Stand 10/2013; im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- Fraunhofer ISI et al** (2013b) Monitoring der Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien im Strom- und Wärmebereich im Jahr 2012; im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- GWS** (2013) Gesamtwirtschaftliche Effekte energie- und klimapolitischer Maßnahmen der Jahre 1995 bis 2012; im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- Kreditanstalt für Wiederaufbau** (2012) StE Research Report Wirkungen der Förderprogramme „Energieeffizientes Bauen“, „Energieeffizientes Sanieren“ und „Energieeffiziente Infrastruktur“ der KfW auf öffentliche Haushalte: Förderjahr 2011.
- NEEDS Consortium** (2009) NEEDS – New Energy Externalities Development for Sustainability 2009 – www.needs-project.org/.
- Prognos** (2012) Letztverbrauch 2013 Planungsprämissen für die Berechnung der EEG-Umlage. Berlin, Oktober 2012.
- Prognos** (2013) Ermittlung der Wachstumswirkungen der KfW-Programme zum Energieeffizienten Bauen und Sanieren. Berlin, Basel.
- 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. Essen, Berlin.
- Sensfuß** (2006) Analyse des Preiseffektes der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Börsenpreise im deutschen Stromhandel – Analyse für das Jahr 2006. Gutachten des Fraunhofer Instituts für System- und Innovationsforschung für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit 2007.
- Sensfuß F.** (2013) Analysen zum Merit-Order-Effekt erneuerbarer Energien. Update für das Jahr 2011 und 2012.
- Speth, V.; Warzecha, J** (2012) The impact of wind and solar on peak and off-peak prices.
- Speth, V. Klein, A.** (2012) The impact of different wind and solar portfolios on spot market prices.
- Traber, T.; Kiefert, C.; Diemann, J.** (2011) Strompreise: Künftig nur noch geringe Erhöhung durch erneuerbare Energien.
- Umweltbundesamt** (2013a) Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2012. Climate Change Series 07/2013, Dessau-Roßlau Mai 2013.
- Umweltbundesamt** (2013b) Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger. Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2012. Climate Change Series 15/2013, Dessau-Roßlau Oktober 2012.
- Umweltbundesamt** (2013c) Methodenkonvention 2.0 zur Schätzung von Umweltkosten. Ökonomische Bewertung von Umweltschäden. Dessau-Roßlau August 2012.

Umweltbundesamt (2014) Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto Protokoll 2014: Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2012, EU Submission 15. Januar 2014. cdr.eionet.europa.eu/de/eu/ghgmm/envutt6ka.

Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e.V. (2011) Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien.

Weigt, H. (2009) Germany's wind energy. The potential for fossil capacity replacement and cost saving. Applied Energy 86, S. 1857–1863.

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 zweiten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2012

Berlin · Mannheim · Stuttgart, März 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)

Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW)
Universität Heidelberg
L7, 1 - 68161 Mannheim
Postfach 10 34 43 - 68034 Mannheim
E-Mail loeschel@zew.de
Telefon +49 621-1235-200
Fax +49 621-1235-226

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 Staiß

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)

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

Monitoring-Prozess als Element der Energiewende

Das Energiekonzept der Bundesregierung vom September 2010 stellt eine Langfriststrategie der Energiepolitik Deutschlands mit ambitionierten Zielsetzungen dar. Nach der Reaktorkatastrophe im japanischen Fukushima wurde im Juni 2011 der Ausstieg aus der Kernenergie in einem Allparteienkonsens gesetzlich festgeschrieben und damit dieses Zielsystem noch ambitionierter gemacht.

Das vorliegende Dokument ist die Stellungnahme der Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ zum zweiten Monitoring-Bericht der Bundesregierung. Wie in der ersten Stellungnahme vom Dezember 2012 sollte es um die wissenschaftliche Einordnung und Bewertung des Monitoring-Berichts der Bundesregierung gehen. Durch den Regierungswechsel und den damit verbundenen Neuzuschnitt der Ministerien hat sich der Prozess der Erstellung des Monitoring-Berichts und unserer Stellungnahme verzögert. Unsere Stellungnahme wurde auch dadurch erschwert, dass uns der Entwurf des Monitoring-Berichts erst im März 2014 vorlag. Nicht alle Teile des Monitoring-Berichts der Bundesregierung konnten somit einer tiefgehenden Prüfung unterzogen werden. Doch werden auch in diesem Jahr relevante Entwicklungen, Ziele und Maßnahmen eingehend analysiert. Unsere Schwerpunkte liegen dabei auf den Themen

- Monitoring-Prozess als Element der Energiewende,
- Atomausstieg und Entwicklung der Treibhausgasemissionen,
- Initiativen im Bereich der Energieeffizienz,
- Entwicklung der erneuerbaren Energien,
- Entwicklung der Versorgungssicherheit,
- Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung und
- Innovationsimpulse der Energiewende.

Dabei ordnet die vorliegende Stellungnahme Aussagen des Monitoring-Berichts der Bundesregierung ein und ergänzt diese, wenn Bereiche von erheblicher Bedeutung aus Sicht der Expertenkommission ausführlicher behandelt werden sollten (z.B. Innovationsimpulse). Auftragsgemäß verzichtet unser

Bericht auf prognostische Aussagen, soweit dies den Einsatz von Modellen bedeutet, sowie auf die fundierte Evaluation von Maßnahmen. Allerdings betrachten wir die vermutlichen Auswirkungen der getroffenen energie- und umweltpolitischen Entscheidungen im Hinblick auf die perspektivische Zielerreichung, um relevante Handlungsfelder zu identifizieren. Die vorliegende Stellungnahme bezieht sich ebenso wie der Monitoring-Bericht auf das Berichtsjahr 2012, wobei aufgrund des Veröffentlichungszeitpunktes auch die schon verfügbaren Informationen des Jahres 2013 berücksichtigt werden.

Der Monitoring-Prozess ist ein wichtiges Element der Energiewende. Die ersten Monitoring-Berichte der Bundesregierung dienten insbesondere dazu, einen Rahmen für diese neue Aufgabe zu entwickeln, geeignete Indikatoren zu identifizieren und die notwendigen Datengrundlagen zu benennen. Das Gerüst für die langfristige Begleitung der Energiewende steht in weiten Teilen und wird in den nächsten Jahren Schritt für Schritt weiterentwickelt werden. Inzwischen ist das Monitoring aus Sicht der Expertenkommission in eine neue Phase eingetreten. Das faktenorientierte Monitoring mit der Beschreibung von Indikatoren und deren Veränderung hat einen Stand erreicht, der es aus unserer Sicht erlaubt, nun stärker problemorientiert die Energiewende im Monitoring-Prozess zu begleiten.

Das Augenmerk der Monitoring-Berichte der Bundesregierung sollte daher über die Darstellung von Indikatoren und die Beschreibung von deren Veränderungen hinausgehen und verstärkt auf die **Analyse und Bewertung der beobachteten Entwicklungen** abzielen. Dabei ist es notwendig, die Veränderungen in den verschiedenen Dimensionen der Energiewende im Berichtszeitraum unvoreingenommen darzustellen. Insbesondere wenn Indikatoren darauf hindeuten, dass einzelne Entwicklungen 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. Die Monitoring-Berichte der Bundesregierung können sich dann – auch jenseits der nur alle drei Jahre zu erstellenden Fortschrittsberichte – zu einem noch wichtigeren Analyseinstrument der Bundesregierung weiterentwickeln.

Um den Fortschritt der Energiewende handlungsleitend messbar zu machen, ist es notwendig, eindeutige Ziele und im Falle von Zielkonflikten Prioritäten zu definieren. Das Energiekonzept und die nachfolgenden Beschlüsse der Bundesregierung benennen eine umfangreiche Liste von Zielen der Energiewende. Diese Ziele sind formal gleichrangig. Sie sind aber aus unserer Sicht nicht alle von gleicher Bedeutung. Die Energiewende ist nach Überzeugung der Expertenkommission durch zwei Oberziele bestimmt: die Senkung der Treibhausgasemissionen um mind. 80 % bis zum Jahr 2050 und den Ausstieg aus der Kernenergienutzung bis Ende 2022. Diese Oberziele werden durch verschiedene Unterziele flankiert und über politische Maßnahmen umgesetzt. Die Unterziele und Maßnahmen wiederum sollten flexibel anpassbar sein, immer unter Berücksichtigung, dass dabei die Oberziele nicht verfehlt werden. Wir empfehlen der Bundesregierung sowie dem Parlament sich mit einer entsprechenden **Priorisierung der Energiewende-Ziele** zu befassen.

Im Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ muss ein komplexes Bündel von politischen Zielsetzungen mit Hilfe von Indikatoren abgebildet und bewertet werden. Ein solcher Rahmen erhöht die Kontinuität, Planungssicherheit und Vergleichbarkeit des Monitoring-Prozesses im Zeitablauf. Bei der Definition dieses Indikatorensystems erlauben es Leitindikatoren, Entwicklungen der Energiewende in den verschiedenen Dimensionen mit Hilfe einiger weniger Größen messbar zu machen. Das Indikatorensystem wird somit handlungsleitend. In einem zweiten Schritt werden die Leitindikatoren durch ein breites Indikatorensystem als Informationsbasis untermauert.

Während die Bundesregierung ausschließlich Indikatoren als Leitindikatoren verwendet, denen ein quantitatives Ziel im Energiekonzept gegenübersteht, empfiehlt die Expertenkommission einen erweiterten Ansatz, der auch die nicht quantitativen Ziele der Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit – jenseits der Treibhausgasemissionen – der Energieversorgung sowie die Akzeptanz und gesellschaftlichen Auswirkungen der Energiewende beachtet. Für den Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ wird die Nutzung von zehn **Leitindikatoren** für fünf verschiedene Dimensionen der Energiewende vorgeschlagen. Sie komprimieren die Liste der Leitindikatoren der Bundesregierung und ergänzen diese um nicht-quantifizierte Dimensionen des Energiekonzeptes. Die Leitindikatoren sind in der folgenden Abbildung dargestellt und umfassen: Treibhausgasemissionen, Ausstieg aus der

Kernenergie, Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch, Endenergieverbrauch, System Average Interruption Duration Index (SAIDI) für Strom, Leistungsbilanz, Innovationen, Energiewirtschaftliche Gesamtrechnung, Soziale Auswirkungen nach dem sog. High Cost/Low Income-Ansatz und Akzeptanz.

Abbildung: Leitindikatoren für den Monitoring-Prozess "Energie der Zukunft"



Neben der Bundesregierung und der Expertenkommission beteiligen sich weitere Akteure mit eigenen Indikatorensystemen an der Diskussion zum Monitoring der Energiewende. Diese Akteure schlagen meist auch die Nutzung einer aggregierten Sichtweise durch Leit- oder aggregierte Indikatoren vor, die überwiegend auf dem energiepolitischen Zieldreieck „Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit“ basieren, aber auch darüber hinausgehende Dimensionen umfassen. Die Begleitung des Prozesses der Energiewende durch verschiedene, unabhängig voneinander agierende Organisationen ist zu begrüßen, zeigt dies doch, dass die Energiewende mit ihren Chancen und Herausforderungen in der Gesellschaft angekommen ist. Für den Monitoring-Prozess ist dies eine wichtige Ergänzung. Darüber hinaus wird die In-

formationsbasis durch die Komplementarität der Initiativen stetig erweitert. Dies ist aus unserer Sicht eine äußerst positive Entwicklung.

Im Hinblick auf die **Verfügbarkeit und Qualität der Datenbasis** erneuert die Expertenkommission ihre Empfehlung aus ihrer Stellungnahme zum ersten Monitoring-Bericht 2012 für eine grundlegende Novellierung des Energiestatistikgesetzes zur Verbesserung der energiestatistischen Datenbasis sowie zur flexibleren Anpassung an veränderte Strukturen. Dabei geht es auch um die Vereinfachung rechtlicher Anordnungen von energierelevanten Statistiken durch Erlass entsprechender Verordnungen, um die Erweiterung der Berichtskreise, um die Eröffnung von Möglichkeiten zur Nutzung von Verwaltungsdaten, aber auch um die Durchführung regelmäßiger, repräsentativer Stichprobenerhebungen. Verbesserungen der energiestatistischen Datenbasis sind vor allem auch notwendig im Hinblick auf die Erfassung von energierelevanten Daten für den Gebäudesektor und für den sehr diffusen Sektor von Gewerbe, Handel, Dienstleistungen.

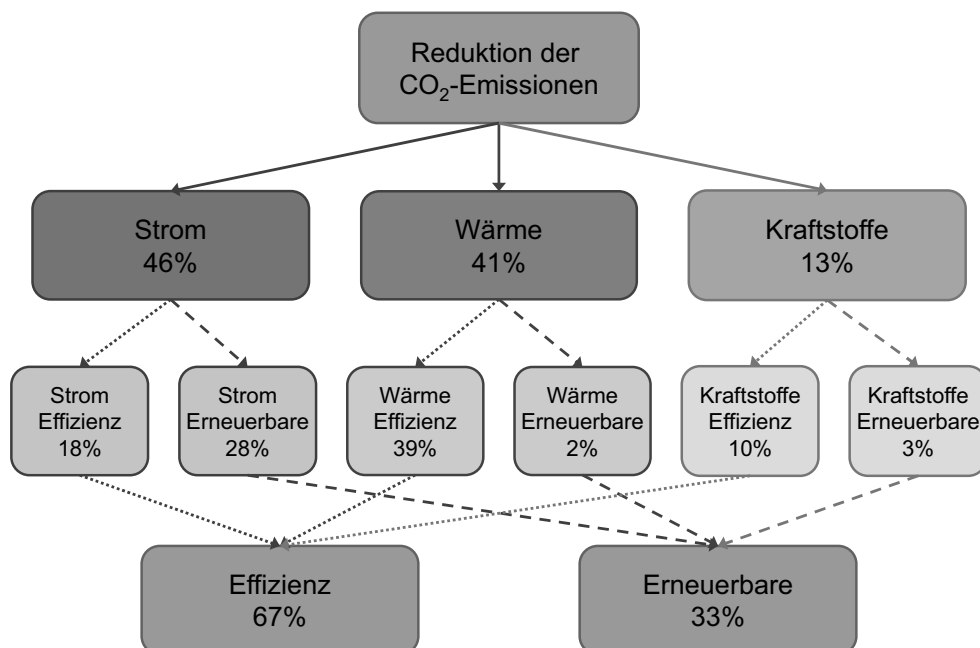
Atomausstieg und Entwicklung der Treibhausgasemissionen

Der **Atomausstiegspfad** ist gesetzlich geregelt. Die Expertenkommission begrüßt die Bekräftigung dieses Ziels durch den Koalitionsvertrag. Um Friktionen zu vermeiden, müssen dafür alle Anstrengungen unternommen werden, damit die erforderlichen Übertragungskapazitäten und/oder Ersatzkapazitäten insbesondere für den süddeutschen Raum zeitgerecht zur Verfügung stehen. Bezüglich der Treibhausgasemissionen lässt die Entwicklung in den vergangenen zwei Jahren den Schluss zu, dass sich Deutschland momentan nicht auf dem Zielpfad befindet. Dies stellt auch die Bundesregierung in ihrem diesjährigen Monitoring-Bericht fest und trifft dazu die Aussage, dass mit den bisherigen Maßnahmen offenkundig das Ziel einer **Reduktion der Treibhausgasemissionen** um 40 % bis 2020 mit einem erwarteten Minus von lediglich 35 % deutlich verfehlt wird. Vor diesem Hintergrund ist aber die im Monitoring-Bericht getroffene Aussage „Die Energiewende kommt voran“ aus Sicht der Expertenkommission in ihrer Allgemeinheit durchaus diskussionswürdig. Um das auch im Koalitionsvertrag noch einmal bekräftigte Treibhausgasziel für 2020 noch zu erfüllen, müssten ab heute die Emissionen jährlich doppelt so stark reduziert werden wie im Durchschnitt der Jahre von 2008 bis 2012. Schon gar nicht

sollte ein Wiederanstieg der Emissionen – wie in den Jahren 2012 und 2013 geschehen – einfach akzeptiert werden.

Angesichts der nur noch wenigen Jahre bis 2020 wird sich eine Zielverfehlung nur vermeiden lassen, wenn **zusätzliche energie- und klimapolitische Maßnahmen** möglichst zeitnah implementiert werden. Handlungsleitend muss nach Auffassung der Expertenkommission dabei insbesondere sein, durch entsprechende Rahmenbedingungen Anreize zur Verbesserung der Energieeffizienz zu setzen sowie die Struktur der Stromerzeugung verstärkt auf erneuerbare Energien und andere emissionsärmere Energieträger umzustellen. Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass unabhängig von der ohnehin notwendigen Umstrukturierung der Stromerzeugung zusätzlich die mit der Stilllegung der Kernkraftwerke entfallende emissionsfreie Stromerzeugung ersetzt werden muss. Unsere Abschätzung der **Handlungsfelder Strom, Wärme und Kraftstoffe bzw. Energieeffizienz und Erneuerbare** zur Reduktion der CO₂-Emissionen auf Basis der Ziele des Energiekonzepts sind in der Abbildung dargestellt.

Abbildung: Reduktion der energiebedingten CO₂-Emissionen nach Handlungsfeldern für den Zeitraum 2010 bis 2020



Die größten Einzelbeiträge entfallen auf Effizienzverbesserungen bzw. die **Reduktion des Energiebedarfs für Wärme** sowie den **Ausbau der regenerativen**

Stromerzeugung. Insgesamt müsste danach die Energieeffizienz einen doppelt so hohen Beitrag leisten wie die erneuerbaren Energien. Die Expertenkommission begrüßt die Aussage im Koalitionsvertrag, dass die Bundesregierung in „all diesen Handlungsfeldern die notwendigen Maßnahmen ergreifen“ wird. Die Expertenkommission erkennt zwar die Notwendigkeit, zügig zu einer EEG-Novelle zu gelangen, doch sollte dies nicht zu weiteren Verzögerungen bei der Umsetzung der anderen, nicht minder erforderlichen Maßnahmen führen.

Neben zusätzlichen Anreizen zur Steigerung der Energieeffizienz auch auf ordnungsrechtlichem sowie finanz-, steuer- und preispolitischem Weg, sollte sich die Bundesregierung gleichermaßen aktiv an der strukturellen **Reform des europäischen Emissionshandels** beteiligen, damit dieses – zu Recht von der Bundesregierung so bezeichnete – „zentrale Klimaschutzinstrument für den Energie- und Industriesektor in Europa“ perspektivisch wieder seine wichtige Lenkungsfunktion erfüllen kann und Knappheitssignale setzt. Bei ihrer Zustimmung zum „backloading“ sollte die Bundesregierung prüfen, ob rechtliche Möglichkeiten bestehen, die entsprechenden Zertifikatsmengen nicht schon in der laufenden Handelsperiode, sondern erst in der nach 2020 beginnenden Periode zurückzugeben.¹ In diesem Zusammenhang begrüßt die Expertenkommission die Vorschläge der EU-Kommission im Klima- und Energiepaket 2030 vom 22.01.2014 sowie die gemeinsame Initiative der Bundesrepublik Deutschland zusammen mit Großbritannien, Frankreich und Italien, die gesamteuropäischen Emissionsminderungsziele bis 2030 auf mindestens 40 % (immerhin eine Verdoppelung gegenüber dem Ziel für 2020) festzulegen.

Die Notwendigkeit einer aktiven Beteiligung an der strukturellen Reform des Emissionshandels ist schon deshalb geboten, weil diesem Regime fast die Hälfte der gesamten deutschen Treibhausgasemissionen unterliegt. Nach Auffassung der Expertenkommission folgt daraus aber zugleich auch, dass die Anstrengungen zur Emissionsminderung in den **Sektoren außerhalb des Emissionshandels**, die weitgehend der nationalen Regulierung unterliegen, durch die

¹ Gegebenenfalls könnte die Bundesregierung auch selbst Emissionsrechte aufkaufen und dann stilllegen. Allerdings müsste es sich dabei um erhebliche Volumina handeln, um signifikante Wirkungen im europaweiten Maßstab erreichen zu können.

Bundesregierung forciert werden müssen. Das betrifft speziell den Gebäudereich mit seinen nach wie vor hohen Effizienzpotenzialen.

Ein reformierter Emissionshandel würde auch einen wichtigen Beitrag dazu leisten, den Energie- und Klimafonds – der aus den Versteigerungserlösen im Rahmen des Emissionshandels gespeist wird – als wichtiges Instrument zur Finanzierung von Klimaschutzmaßnahmen wieder zu vitalisieren und dem klimaschutzpolitisch kontraproduktiven Trend zu vermehrter Kohleverstromung entgegenzuwirken, der sich aufgrund der günstigeren Wettbewerbsverhältnisse im Vergleich etwa zu Erdgaskraftwerken durch die niedrigen Zertifikats- und Kohlenpreise einerseits und hohe Erdgaspreise andererseits herausgebildet hat.

Initiativen im Bereich der Energieeffizienz

Zusammen mit den erneuerbaren Energien gehört die Energieeffizienz zu den strategischen Elementen zur Erreichung der Klimaschutzziele. Die Expertenkommission begrüßt in diesem Zusammenhang die klar positive Bewertung der Steigerung der Energieeffizienz im Koalitionsvertrag, wenngleich die Aussagen dazu wenig konkret sind und zur Finanzierungsbasis keine Angaben gemacht werden. Hier sieht die Expertenkommission noch erheblichen Konkretisierungsbedarf, der allerdings auch im vorliegenden Monitoring-Bericht noch nicht geleistet worden ist.

Zwar gibt es in Deutschland schon seit vielen Jahren zahlreiche Maßnahmen, die zur Steigerung der Energieeffizienz beitragen, vor allem standardsetzende, ordnungsrechtliche Maßnahmen, Programme zur Investitionsförderung, preisimpulssetzende Maßnahmen sowie Beratungs- und Kennzeichnungsprogramme. Erkennbar ist aber, dass die bisherige Ausgestaltung nicht die Wirkungen erwarten lässt, die für den Erfolg der Energiewende mit ihren ambitionierten Zielen erforderlich sind. Dies gilt auch für die – ohnehin nur wenigen – Maßnahmen, die seit Verabschiedung des Energiekonzepts im Jahr 2010 und nach der Revision im Jahr 2011 beschlossen worden sind.

In der untenstehenden Tabelle wird zusammenfassend verdeutlicht, dass bei sehr vielen Merkmalen die Energieeffizienz in Zukunft im Vergleich zur bisherigen Entwicklung noch beträchtlich gesteigert werden muss, sollen die angestrebten Ziele noch erreicht werden. Vor diesem Hintergrund ist aus Sicht der

Expertenkommission festzustellen, dass die bisherige Entwicklung der Energieeffizienz hinter den zur Zielerreichung notwendigen Steigerungsraten zurückbleibt. Daher begrüßt die Expertenkommission das im Koalitionsvertrag vereinbarte regelmäßige Effizienzmonitoring der Bundesregierung. Dabei sollten auch die Wirksamkeit der zur Verbesserung der Energieeffizienz ergriffenen Maßnahmen untersucht und mögliche Rebound-Effekte betrachtet werden.

Tabelle: Bisherige und künftige zur Zielerreichung notwendige Veränderungen bei verschiedenen Zielgrößen des Energiekonzepts

	Empirischer Zeitraum		Zielkompatible künftige Veränderungen	
	1990-2012 bzw. 1990-2013	2008-2012 bzw. 2008-2013	2012-2020 bzw. 2013-2020	2020-2050
	Durchschnittliche jährliche Veränderungen in %			
Treibhausgasemissionen ¹⁾	-1,3	-1,1	-2,8	-3,6/-7,9 ³⁾
Primärenergieverbrauch (PEV) ²⁾	-0,2	-1,3	-2,6	-1,6
Primärenergieproduktivität ²⁾	1,9	1,7	3,0	2,5
Bruttostromverbrauch ²⁾	0,3	-0,7	-1,0	-0,6
Stromverbrauchsproduktivität ²⁾	1,1	1,4	1,6	1,5
Endenergieverbrauchsproduktivität ¹⁾	1,8	1,1	2,6	2,1
Endenergieverbrauch Raumheizung (nur Haushalte) ¹⁾	-0,7	-2,9	-1,3	-4,5
Endenergieverbrauch Verkehr ¹⁾	0,3	-0,1 ⁴⁾	-1,2	-1,3
KWK-Strom ¹⁾	2,3-3,2 ⁵⁾	1,6-3,1	3,6-4,5	

¹⁾ Bezugsjahr 2012 ²⁾ Bezugsjahr 2013 ³⁾ Emissionsminderung -80%/-95% ⁴⁾ 2005-2012 ⁵⁾ 2003-2012

Als Voraussetzung für ein belastbares Monitoring ist aber vor allem ein **einheitliches Begriffsverständnis** notwendig. Nach Auffassung der Expertenkommission betrifft dies unter anderem die Klärung der zwischen den Ressorts divergierenden Interpretationen der im Energiekonzept genannten Begriffe „Wärmebedarf“ sowie „Sanierungsrate“. Während auf der einen Seite die Reduktion des Wärmebedarfs in Anlehnung an die Energieeinsparverordnung (EnEV) als Minderung der nicht-erneuerbaren Primärenergie definiert wird und somit jeder zusätzliche Beitrag der erneuerbaren Energien als Energieeinsparung verbucht wird, muss der energetische Beitrag der erneuerbaren Energien in Übereinstimmung mit internationalen Standards voll der Primärenergie zugerechnet werden. Dieser Unterschied ist erheblich, denn unter Einbezie-

hung der erneuerbaren Energien quasi als „Einsparenergie“ ist das Gebäudeeffizienzziel deutlich weniger anspruchsvoll als die Forderung, den Primärenergiebedarf – einschließlich der regenerativen Energien – zu reduzieren. Ebenfalls muss es rasch zu einer einheitlichen und konkreten Definition der „Sanierungsrate“ kommen, die nach dem Energiekonzept der Bundesregierung verdoppelt werden soll. Positiv ist hervorzuheben, dass die Nutzung temperaturbereinigter Werte im Monitoring-Bericht nun eine bessere Interpretation der genutzten Effizienzindikatoren zulässt.

Auf den dringenden **Handlungsbedarf zur Verbesserung der Energieeffizienz** hat die Expertenkommission schon in ihrer letztjährigen Stellungnahme hingewiesen. Die erste Priorität sollten Effizienzmaßnahmen im Gebäudebereich haben. Das Ziel eines annähernd **klimaneutralen Gebäudebestandes** bis zum Jahr 2050 erfordert angesichts der langen Kapitalbindung baldiges Handeln. Zwar hat sich der spezifische Endenergieverbrauch für Raumwärme in den letzten Jahren spürbar vermindert, doch sind die verbleibenden Effizienzpotenziale noch bei weitem nicht erschöpft. Der Erfolg der Energiewende wird ohne den entsprechenden Beitrag des Gebäudebereichs und die dazu notwendigen Investitionen nicht zu erreichen sein. Hier hält die Expertenkommission eine baldige Entscheidung der Bundesregierung über die zielkonforme Ausgestaltung von finanziellen Fördermaßnahmen für die Gebäudesanierung für die Zielerreichung für ebenso erforderlich wie eine weitere Verschärfung der Energieeinsparverordnung (EnEV) auch für den Neubaubereich. Zugleich sollte geprüft werden, ob nicht auch die Anforderungen an die Effizienz im Gebäudebestand angehoben werden müssten.

Die zweite Priorität hat der Verkehrssektor, wo die nach 1999 zunächst erkennbaren **Minderungstendenzen des Energieverbrauchs im Verkehr** seit 2005 praktisch zum Stillstand gekommen sind. Vor dem Hintergrund der expliziten Ziele zur Minderung des verkehrsbedingten Energieverbrauchs sollte der Verkehrssektor nicht – wie im Koalitionsvertrag – im Wesentlichen nur unter infrastrukturellen Aspekten behandelt werden. Zweifellos erfordert die Umsetzung der Ziele für den Verkehrssektor weitergehende Maßnahmen im Hinblick auf Strategien zur Verkehrsvermeidung und zur Veränderung des Modal Split. Es sind aber auch Anreize für neue, energieeffizientere Antriebe und neue, emissionsarme bzw. -freie Kraftstoffe jenseits der bisher eingesetzten Biokraftstoffe notwendig. Die dazu von der Bundesregierung vorgelegte Mobi-

litäts- und Kraftstoffstrategie (MKS) wird von der Expertenkommission begrüßt. Die MKS als „lernende Strategie“ ist sicher sinnvoll, doch sollte dies mit der Umsetzung der notwendigen politischen Maßnahmen, wie sie in der MKS bisher nur skizziert werden, einhergehen.

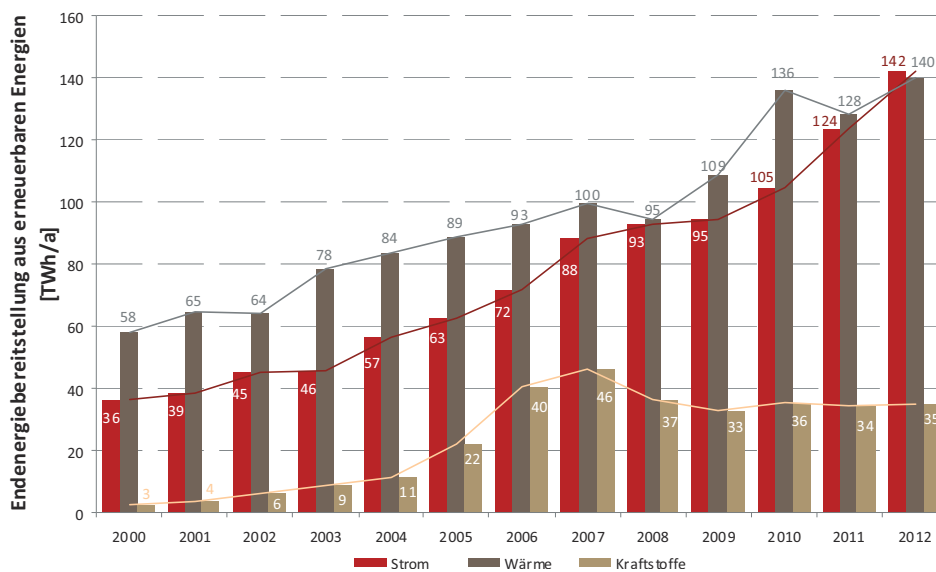
Bei der Beurteilung von politischen Energieeffizienzprogrammen sollten nach Auffassung der Expertenkommission etwaige **Rebound-Effekte** im Rahmen einer Folgenabschätzung berücksichtigt werden. Der Einbezug von Rebound-Effekten sorgt für eine realistischere Abschätzung der tatsächlichen Einsparungen und liefert daher eine wichtige Grundlage für politische Entscheidungsträger. Denn im Extremfall könnte eine Maßnahme, die zunächst vorteilhaft erscheint, nach der Berücksichtigung von Rebound-Effekten ein ungünstiges Kosten–Nutzen-Verhältnis aufweisen. Da der Rebound-Effekt die Wirksamkeit von Mindeststandards für Energieeffizienz negativ beeinflussen kann, sollte man bei Effizienzverbesserungen auf Instrumente setzen, die diesen Effekt nicht begünstigen. Dazu zählen insbesondere Preisinstrumente. So erhöht bspw. eine Steuer die Nutzungskosten der Energiedienstleistung und setzt somit monetäre Anreize zum Einsparen von Energie, ohne direkte und indirekte Rebound-Effekte aufkommen zu lassen. Auch ein Emissionshandelssystem, in dem die absolute Menge an eingesetzten Inputs reguliert ist, lässt keinen Raum für die Entwicklung von Rebound-Effekten.

Entwicklung der erneuerbaren Energien

Die erneuerbaren Energien entwickelten sich im Jahr 2012 erneut positiv, so dass das anspruchsvolle Ziel, den **Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch** bis zum Jahr 2020 von heute 12,5 % auf 18 % zu erhöhen, weiterhin erreichbar scheint. Die Zielerreichung ist jedoch kein Selbstläufer. Bedingt durch die Formulierung eines relativen Ziels hängt die für die Zielerreichung erforderliche absolute Höhe der Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien mittelbar auch von der Entwicklung des Endenergieverbrauchs ab. Werden die angestrebten Effizienzfortschritte und die resultierende Verbrauchsreduktion nicht erreicht, müssen die erneuerbaren Energien ein deutlich höheres absolutes Ausbauniveau erreichen. Ob dieser Ausgleich in allen Bereichen (Strom, Wärme und Kraftstoffe) gleichermaßen möglich sein wird, ist fraglich.

Wie bereits im 2011 ist im Jahr 2012 der Ausbau im Stromsektor die treibende Kraft für die Entwicklung der erneuerbaren Energien. So erreichten im Jahr 2012 die erneuerbaren Energien einen Anteil von 23,5 % am Bruttostromverbrauch und damit erstmals den höchsten Beitrag aller drei Sparten Strom, Wärme und Kraftstoffe (siehe unten). Mit dieser positiven Entwicklung rückt die Förderung nach dem **Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)** in den Mittelpunkt der politischen Debatte um die Energiewende und deren Kosten. Die von Letztverbrauchern von Strom zu zahlende EEG-Umlage stieg von 5,28 ct/kWh in 2013 und 6,24 ct/kWh in 2014. In diesem Jahr sind nur etwa 40 % dieses Anstiegs direkt auf den Ausbau der regenerativen Stromerzeugung zurückführbar. Zusätzlich umlagesteigernd wirkten der starke Rückgang der Börsenstrompreise sowie die Ausweitung der Ausnahmeregelungen für die stromintensive Industrie, um nur zwei Einflussfaktoren zu nennen. Trotzdem unterstreicht die erreichte Gesamthöhe die Notwendigkeit einer Reform des EEG.

Abbildung: Entwicklung der Bruttoendenergiebereitstellung aus erneuerbaren Energien nach Sektoren



Bei der Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) muss die Bundesregierung aber nicht nur eine stärkere Ausrichtung an der Kosteneffizienz und die Kompatibilität mit dem EU-Binnenmarkt beachten, sondern auch sicherstellen, dass der für die **Zielerreichung notwendige Ausbaupfad der erneuer-**

baren Stromerzeugung erhalten bleibt. Die konkrete Ausgestaltung muss dabei der aktuellen Entwicklungsphase der erneuerbaren Stromerzeugung – der beginnenden Marktintegration – entsprechen. Die Maßnahmen sind so zu wählen, dass ein kontinuierlicher Übergang in eine vollständige Marktintegration möglich ist. Ob bzw. in welchem Umfang und wann dafür die bereits praktizierte Direktvermarktung und/oder ein verändertes Strommarktdesign zielführend sind, bleibt zu prüfen. Bezüglich der anstehenden Novelle möchte die Expertenkommission auf folgenden Punkt hinweisen: Durch die Formulierung von festen Ausbaukorridoren und damit von Obergrenzen wird ein darüber hinaus gehender Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung deutlich erschwert. Ein **Ausgleich eventueller Zielverfehlungen** in anderen Bereichen mit Blick auf die deutschen Klimaschutzziele können so ggf. nicht mehr durch höhere Beiträge der regenerativen Stromerzeugung ausgeglichen werden. Angesichts der zum Erreichen des deutschen Klimaschutzziels im Jahr 2020 gestiegenen Herausforderungen hält die Expertenkommission das Verfolgen eines Ausbaupfads am oberen Rand des Korridors für erforderlich.

Im **Wärmesektor** befindet sich der Ausbau erneuerbarer Energien statistisch gesehen mit Blick auf das Ziel, im Jahr 2020 einen Anteil von 14 % des Endenergieverbrauchs für Wärme/Kälte zu decken, im Zielkorridor. Zu begrüßen ist, dass durch das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) regenerativen Quellen inzwischen ein hoher Stellenwert für die Versorgung neuer Gebäude zukommt. Gleichzeitig werden durch das Marktanreizprogramm für erneuerbare Wärme zahlreiche Einzelmaßnahmen im Gebäudebestand sowie Wärmenetze gefördert, die eine Flexibilisierung des Wärmemarktes und eine stärkere Integration des gesamten Energiesystems erlauben.

Problematisch bleibt hingegen die Erschließung **regenerativer Nutzungspotenziale im Gebäudebestand**. Von etwa einer halben Million Heizungserneuerungen jährlich basieren über 90 % hauptsächlich auf fossilen Brennstoffen, wodurch die Wärmebereitstellung der entsprechenden Gebäude bis zum Jahr 2030 und ggf. darüber hinaus weitgehend festgelegt wird. Je länger sich daran nichts ändert, desto schwieriger wird der Weg zum klimaneutralen Gebäudebestand. Weil sich die Bundesregierung mit dem Koalitionsvertrag gegen eine bundesweite Nutzungspflicht für regenerative Wärme im Gebäudebestand ausgesprochen hat, sollten die bestehenden finanziellen Anreizinstrumente

gestärkt werden. Infrage kommt dafür auch die steuerliche Begünstigung von Investitionen.

Im Verkehrsbereich wurde im Jahr 2012 ein regenerativer Kraftstoffanteil von 5,7 % erreicht, womit zum wiederholten Mal die im Biokraftstoffquotengesetz vorgegebene Quote von 6,25 % verfehlt wurde. Neben den dominierenden Treibstoffen Biodiesel und Bioethanol kam mit Biomethan erstmals ein Biokraftstoff der zweiten Generation zum Einsatz, dessen Bedeutung mit 1 % der gesamten Biokraftstoffbereitstellung jedoch noch sehr gering ist. Die Expertenkommission empfiehlt deshalb zeitnah eine deutliche Intensivierung der Aktivitäten zur **Entwicklung alternativer Kraftstoffe auf regenerativer Basis**. Deren Einführung ist zudem durch geeignete Instrumente anzureizen. Für die energetische Nutzung der potenziell beschränkten **Ressource Biomasse** fehlen weiterhin Analysen zum systemoptimalen Einsatz in nachhaltigen Energiesystemen der Zukunft. Hier besteht aus Sicht der Expertenkommission dringender Handlungsbedarf, auch im Rahmen der anstehenden EEG-Reform.

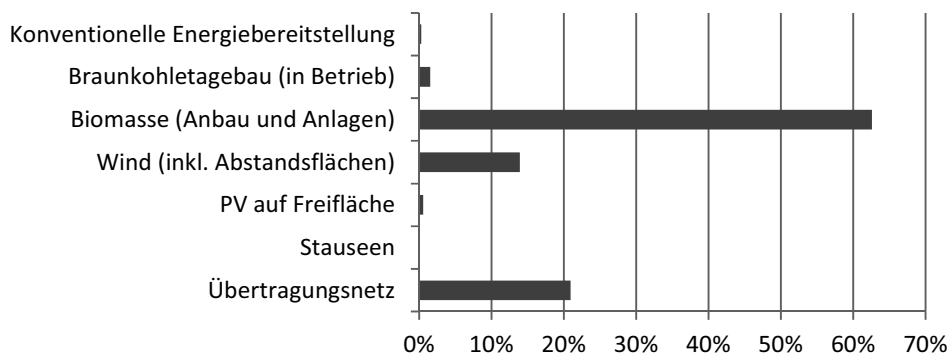
Umweltwirkungen des Energiesystems

Die Umweltverträglichkeit der Energieversorgung ist eine der Grundvoraussetzungen für eine nachhaltige Entwicklung in Deutschland und spielt eine wesentliche Rolle hinsichtlich der Akzeptanz der Energiewende. Letztlich geht es um die Frage, ob die quantitativ formulierten Ziele des Energiekonzeptes ohne gravierende Auswirkungen auf die nicht-quantitativ vorgegebene Umweltentwicklung erreicht werden können oder ob sich hier Konflikte andeuten, die eventuell ein Nachsteuern nahe legen. Daher schlägt die Expertenkommission erneut vor, Indikatoren zur Beschreibung der Umweltwirkungen in das Monitoring der Bundesregierung aufzunehmen.

Die Expertenkommission geht davon aus, dass die Energiewende neben dem Klimaschutz langfristig zu einer Entlastung der Umwelt in den Bereichen Luftschadstoffe, radioaktive Belastung, Ressourcennutzung und Wasserverbrauch führen wird. Die **Flächeninanspruchnahme des Energiesystems** ist schon heute hoch und wird aller Voraussicht nach weiter ansteigen. Im Jahr 2012 werden durch das Energiesystem fast 10 % der Fläche Deutschlands in Anspruch genommen. Von 2011 auf 2012 stieg die Flächeninanspruchnahme um etwa 0,4 Prozentpunkte, hauptsächlich durch einen weiter zunehmenden Energiepflanzenanbau, den Ausbau der Windenergienutzung und von Photovoltaik-

Freiflächenanlagen sowie durch neue Übertragungsleitungen. Der Energiepflanzenanbau hatte den größten absoluten Flächenzuwachs und nahm im Jahr 2012 auch mit Abstand den größten Flächenanteil (62 %) in Anspruch (siehe Abbildung). Die energiebedingte Flächeninanspruchnahme sollte langfristig als Teil des Monitorings überwacht werden.

Abbildung: Flächeninanspruchnahme der Energiebereitstellung und -verteilung im Jahr 2012 in Deutschland



Flächeninanspruchnahme ohne Berücksichtigung von Flächenüberlappungen etwa bei Abstandsflächen von Windkraftanlagen und Energiepflanzenanbau; konventionelle Energiebereitstellung umfasst Kraft- und Heizwerke sowie Raffinerien und Tankstellen.

Das Monitoring sollte auch Umweltwirkungen neu aufkommender Energietechnologien wie z.B. das Fracking oder Energiesparlampen beobachten. So wird das Fracking mit Risiken für Umwelt und den Menschen in Verbindung gebracht, insbesondere wenn es in der Nähe von Trinkwasserreserven durchgeführt wird. Eingesetzte Chemikalien und Gase können unterirdisch in andere Gebiete wie etwa Trinkwasserreservoirs migrieren. Zudem kann Fracking mit einer Vielzahl von Emissionen wie Stäube, Dieselabgase, flüchtige organische Verbindungen und Methan verbunden sein.

Ein weiterer energiebedingter Umweltaspekt ist die sichere Endlagerung radioaktiver Abfälle in Deutschland. Um die Diskussion voranzubringen, hat die Bundesregierung das Standortauswahlgesetz (StandAG) in Kraft gesetzt. Nach diesem, durch ein hohes Maß an Transparenz, Beteiligung und Offenheit charakterisierten Gesetz soll das Standortauswahlverfahren bis 2031 abgeschlossen sein. Zur Begleitung der Diskussionen sollte der Monitoring-Bericht der Bundesregierung die bereits vorhandenen und neuen Mengen an hochradio-

aktivem Abfall nach notwendigen Einschusszeiten quantifizieren (inkl. Abfälle aus dem Rückbau der Kernkraftwerke) und deren Zwischenlagerung darlegen, um auch hier für mehr Transparenz zu sorgen.

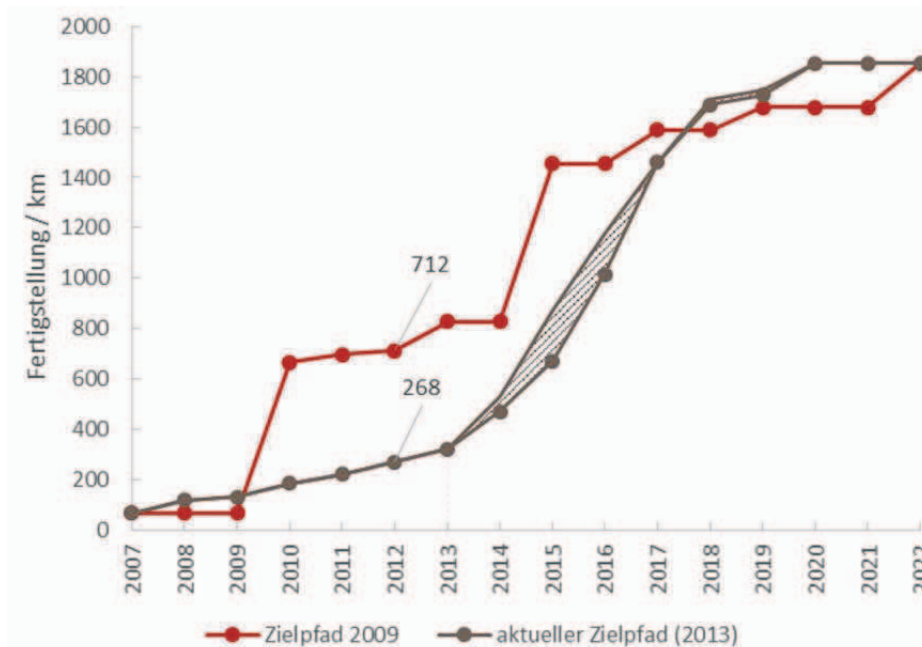
Entwicklung der Versorgungssicherheit

Energieversorgungssicherheit lässt sich in geeigneter Weise entlang der Wertschöpfungskette von Primärenergie, Umwandlung, Transport und Verteilung bis hin zum Endverbraucher beschreiben.

Die Expertenkommission plädiert dafür, zur Messung der **langfristigen Stromversorgungssicherheit** die verbleibende gesicherte Leistung als Resultat der Leistungsbilanz heranzuziehen. Zwar gibt es noch einige analytische Unklarheiten und praktische Probleme bei der Berechnung dieses Indikators. Doch lassen sich diese Probleme lösen, indem man ausgehend von den Vorarbeiten des Verbandes Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) geeignete Standard-Berechnungsvorschriften entwickelt und die zur Quantifizierung notwendigen Daten erhebt. Auch wenn die entsprechenden Berechnungen heute noch vorläufigen Charakter haben, ist im Stromerzeugungsbereich momentan **kein genereller Kapazitätsengpass** in Deutschland erkennbar. Doch mit dem geplanten Abschalten der noch verbleibenden Kernkraftwerke südlich der Mainlinie droht dort ein **lokaler Kapazitätsengpass**. Auch im Winter kann es zu angespannten Situationen kommen, wenn die elektrische Verbrauchslast die Jahreshöchstlast erreicht und das Dargebot regenerativer Energien zeitweise gering ist. Im Bereich der als Backup-Technologie einzusetzenden Gaskraftwerke entsteht zu dieser Jahreszeit zusätzlich eine Konkurrenzsituation zwischen Wärmewirtschaft und Stromwirtschaft, da der Primärenergieträger Erdgas auch zum Heizen eingesetzt wird.

Die absehbaren Versorgungsengpässe in Süddeutschland werden verschärft durch den **Rückstand beim Ausbau der Übertragungsnetze**. Ursprünglich sollten bis zum Jahr 2012 bereits 712 km der geplanten Übertragungsnetze nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) fertig gestellt worden sein. Mit den Verzögerungen geht eine Anpassung des ursprünglichen Ausbaupfades einher, der unter Berücksichtigung unterschiedlicher Szenarien in unten stehender Abbildung illustriert wird. Auch angesichts der Dringlichkeit sollte die Einhaltung dieses modifizierten Übertragungsnetzausbaus sehr sorgfältig überwacht werden.

Abbildung: Ursprünglich geplanter und tatsächlicher Zielpfad des Netzausbaus nach EnLAG



Der System Average Interruption Duration Index (SAIDI) weist auf eine nach wie vor recht entspannte Situation bei der **kurzfristigen Stromversorgungssicherheit** hin. Doch wegen der immer häufigeren Redispatch-Eingriffe der Übertragungsnetzbetreiber sowie der Problematik, dass Stromunterbrechungen von weniger als 3 Minuten in Deutschland immer noch nicht statistisch erfasst werden, muss vor Sorglosigkeit gewarnt werden. Die kurzfristige Versorgungssicherheit ist weniger komfortabel als dies im SAIDI zum Ausdruck kommt. Es wird vermutet, dass auch kurze Unterbrechungen volkswirtschaftliche Schäden nach sich ziehen.

Hatten Engpässe im Gas-Fernleitungsnetz im Februar 2012 noch zu einer Unterbrechung der **Gasversorgung** von Kraftwerken sowie zu negativen Auswirkungen auf die Sicherheit der Stromübertragungsnetze geführt, sind derartige Risiken seither durch die Inbetriebnahme von drei neuen Speichern und zwei neuen Transportleitungen (Sannerz-Rimpar-Leitung zwischen Hessen und Bayern sowie die Gazelle-Leitung durch die Tschechische Republik von Sachsen nach Bayern) gesunken und haben damit die langfristige Versorgungssicherheit im Bereich von Erdgas verbessert. Die **Sicherheit der Importe** stellt aus

Sicht der Expertenkommission ebenfalls keine akute Bedrohung dar, weil allfällige Störungen im Bereich der Importe spiegelbildlich mit wirtschaftlichen Ertragseinbußen auf Seiten der Exportländer verbunden sind. Ein entsprechender Indikator kann aus der Berechnung relativer Marktanteile gewonnen werden. Man hat dabei den Marktanteil des deutschen Absatzmarkts aus Sicht eines Exportlandes (z.B. Russland) mit dem Importanteil dieses Exportlandes aus Sicht Deutschlands zu vergleichen. Je größer der Quotient ist, desto weniger kritisch ist das Versorgungsrisiko Deutschlands durch die Importe aus dem entsprechenden Exportland.

Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung

Die Expertenkommission hat ihren Ansatz weiterentwickelt, die **Bezahlbarkeit der Energieversorgung** unter anderem anhand der gesamtwirtschaftlich aggregierten Letztverbraucher Ausgaben für Energie zu bewerten. Um die Kostenentwicklung der Energieversorgung sowie die durch die Energiewende bedingten Zusatzkosten sachgerecht beurteilen zu können, wird vorgeschlagen, für die Bereiche Elektrizität, Wärmedienstleistungen und Verkehr die jährlich aggregierten Gesamtenergieausgaben der Letztverbraucher in nominalen Geldeinheiten (Mio. Euro) zu erheben. Die Darstellung der gesamten Letztverbraucher Ausgaben sowie der einzelnen Gesamtausgaben-Komponenten liefern aussagekräftige Hinweise zur Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung. Die Expertenkommission begrüßt ausdrücklich, dass die Bundesregierung diesen Ansatz für den Bereich Elektrizität in ihrem Monitoring-Bericht aufgegriffen hat. Stehen entsprechende Berechnungen für andere Länder zur Verfügung, kann die Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung auch im internationalen Vergleich gut beurteilt werden. Diese Indikatorik lässt die politisch viel diskutierten Verteilungsaspekte zunächst unbeachtet, und zwar auch deshalb, weil Verteilungsprobleme grundsätzlich entschärft bzw. einfacher lösbar sind, wenn sich die Letztverbraucher Ausgaben nicht überproportional zum nominalen Bruttoinlandsprodukt (BIP) entwickeln. Solange die Gesamtausgaben tendenziell proportional zum BIP oder mit einer geringeren Rate ansteigen, kann die generelle Bezahlbarkeit der Energie insgesamt kaum ernsthaft in Zweifel stehen.

Bezogen auf das nominale BIP blieben die **Letztverbraucher Ausgaben für Elektrizität** im Jahr 2012 weitgehend konstant bei etwa 2,5 %. Während die

Ausgabenanteile für staatlich induzierte Elemente (Steuern, Abgaben und Umlagen) sowie die staatlich regulierten Netzentgelte deutlich gestiegen sind, ist der Anteil für marktgetriebene Elemente gesunken. Die Expertenkommission gelangt nach wie vor zur Einschätzung, dass der Anstieg der aggregierten Elektrizitätsausgaben bisher noch nicht so dramatisch ist, wie in der Öffentlichkeit oft behauptet. Diese Aussage bezieht sich allerdings auf die Vergangenheit bis 2012. Die Strompreisentwicklung im Jahr 2013, die in Aussicht gestellten Projekte für den Ausbau erneuerbarer Energien, insbesondere im Offshore-Bereich, der dringend notwendige Ausbau von Netzen zur Anbindung von Offshore-Windparks sowie bei den Übertragungs- und Verteilnetzen, die Finanzierung neuer Backup-Kraftwerke und Speicher könnten für die kommenden Jahre eine steigende Kostendynamik zur Folge haben.

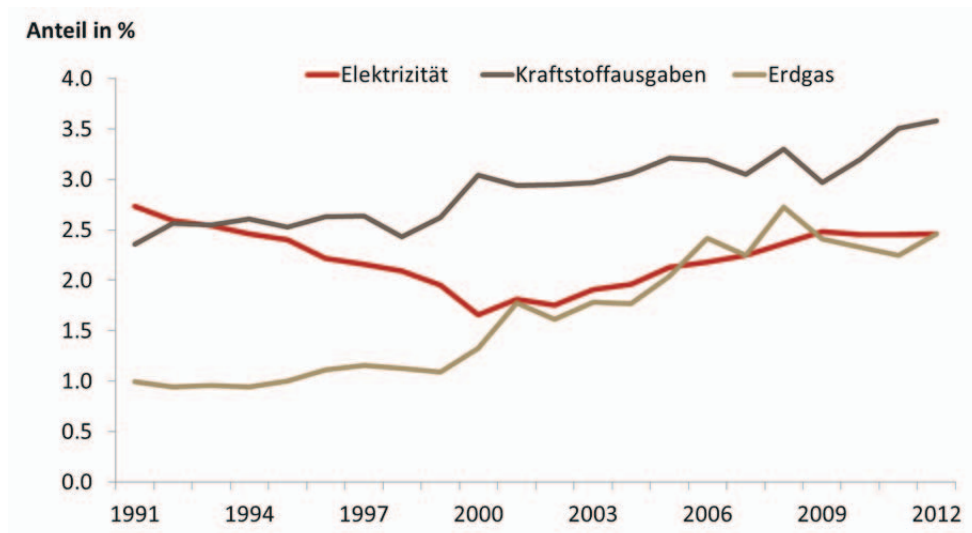
Die **Letztverbraucherausgaben für Erdgas** hängen in hohem Maße von der internationalen Gaspreisentwicklung und den damit verbundenen Beschaffungsausgaben ab. Anders als bei Elektrizität spielen die staatlich induzierten und regulierten Preiskomponenten eine untergeordnete Rolle. Die im Jahr 2012 um etwa 10 % gestiegenen Gesamtausgaben sind dementsprechend auch nicht der Energiewende zuzurechnen. Perspektivisch ist eine zumindest stabile Entwicklung zu erwarten, wenn steigende Brennstoffkosten durch Effizienzverbesserungen und einen damit sinkenden Wärmebedarf kompensiert werden.

Überproportional zum BIP sind im Jahr 2012 die **Letztverbraucherausgaben für Treibstoffe** gestiegen. Dies entspricht dem längerfristigen Trend, nur unterbrochen im Rezessionsjahr 2009 bedingt durch einen kräftigen Einbruch des Güterverkehrs. Die Letztverbraucherausgaben haben sich zwischen 1996 und 2012 auf rund 86 Mrd. Euro verdoppelt. Der Anstieg der Gesamtausgaben beruht hauptsächlich auf einem höheren internationalen Rohölpreis in Verbindung mit einem schlechteren Euro-Wechselkurs gegenüber dem US-Dollar. Beide Entwicklungen lassen sich durch energiepolitische Maßnahmen der Bundesregierung so gut wie nicht beeinflussen. Für die **Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen** kann noch keine quantitative Aussage getroffen werden.

Die Berechnungen der aggregierten Letztverbraucherausgaben leiden derzeit noch unter unvollständigen oder unpräzisen statistischen Grundlagen. So sind

bspw. die mit der Eigenstromerzeugung verbundenen Kosten statistisch noch nicht ausreichend erfasst. Auch fehlen belastbare Daten über die Mehrkosten von Effizienzmaßnahmen im Wärmebereich. In den letzten Jahren haben derartige Effizienzmaßnahmen gerade im Wärmemarkt die Energierechnungen vermindern können, doch würden die Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen verfälscht, wenn die damit verbundenen Mehrausgaben ausgeblendet blieben. Hier besteht auch konzeptionell noch Forschungsbedarf.

Abbildung: Anteil der Letztverbraucherausgaben für Elektrizität, Kraftstoffe und Erdgas am Bruttoinlandsprodukt



Neben der Gesamtsumme der Ausgaben für Energie sind zudem **Verteilungswirkungen der Energiekosten** zu beachten. Dies betrifft etwa die Verteilung der Umlage nach dem EEG auf die Stromletztverbraucher und in diesem Zusammenhang die besondere Ausgleichsregelung für die energieintensive Industrie. Ungeachtet der Unsicherheiten über die genaue Höhe und Entwicklung der preissenkenden Wirkungen des Merit-Order-Effekts der erneuerbaren Energien eröffnen die Abschätzungen dazu einen politischen Gestaltungsrahmen, in dem eine dementsprechende Übernahme der EEG-Umlage für alle Verbraucher ohne nachteilige Wirkungen für die Wettbewerbsfähigkeit umsetzbar sein sollte.

Verteilungsprobleme auf Haushaltsebene werden im Monitoring-Bericht durch konstruierte Haushaltstypen dargestellt. Aus Sicht der Expertenkommission

gibt es allerdings bessere Indikatoren. Es wird ein „High Cost/Low Income“-Ansatz für das Monitoring vorgeschlagen. Danach können derzeit 10 bis 12 % der Haushalte als von Energiearmut gefährdet angesehen werden. Zur Überprüfung dieser Auswirkungen bedarf es aber einer konsistenten Zeitreihe und weiterer Analysen, um auf Fehlentwicklungen hinweisen zu können. Auch ist zu bedenken, dass diese Problematik nicht allein Folge der Energiewende ist.

Innovationsimpulse der Energiewende

Im Monitoring-Bericht der Bundesregierung wird unter der Überschrift „Gesamtwirtschaftliche Effekte der Energiewende“ eine Zusammenstellung von volkswirtschaftlichen Zusammenhängen vorgelegt, die aus Sicht der Expertenkommission noch recht selektiv und lückenhaft erscheint. Eine systematische Darstellung gesamtwirtschaftlicher Interdependenzen ist noch nicht erkennbar. Die Expertenkommission wird sich in ihrem nächsten Bericht mit entsprechenden Verbesserungsvorschlägen befassen. Auf einen Punkt, die Förderung von Innovationen, sei aber schon im diesjährigen Bericht eingegangen.

Innovationen sind eine Option, um eine klimafreundliche und sichere Versorgung der deutschen Volkswirtschaft mit Energie zu wettbewerbsfähigen Preisen zu ermöglichen. Sie betreffen nicht nur die Invention als Ergebnis von Forschung und Entwicklung, sondern auch die Diffusion neuer Technologien zur Erzeugung, Verteilung und Nutzung von Strom oder Wärme, neue oder weiter entwickelte Technologien zur Leitung und Speicherung von Energie, zur intelligenten Nutzung von Stromnetzen (Smart Grids) usw. Hinzu kommen all jene Innovationen, die die Basis dieser neuen Technologien bilden, wie Innovationen in den Bereichen Chemie, Material- oder Werkstofftechnik, die selbst keinen direkten Bezug zu Energietechnologien haben, bis hin zu nachgelagerten Innovationen im Dienstleistungsbereich.

Ein umfassendes Monitoring sollte die durch die Energiewende induzierte Innovationstätigkeit berücksichtigen. Die Expertenkommission spricht daher die Empfehlung aus, ein **Indikatorensystem zur Messung der durch die Energiewende induzierten Innovationstätigkeit** zu entwickeln. Aus unserer Sicht können die derzeit verfügbaren Indikatoren dem Anspruch, den Anteil der durch die Energiewende induzierten Innovationen zu messen, kaum gerecht werden. Um ein solches Indikatorensystem zu erarbeiten, sind einige grundlegende Überlegungen hilfreich: Innovationsindikatoren können Einzelindikatoren sein

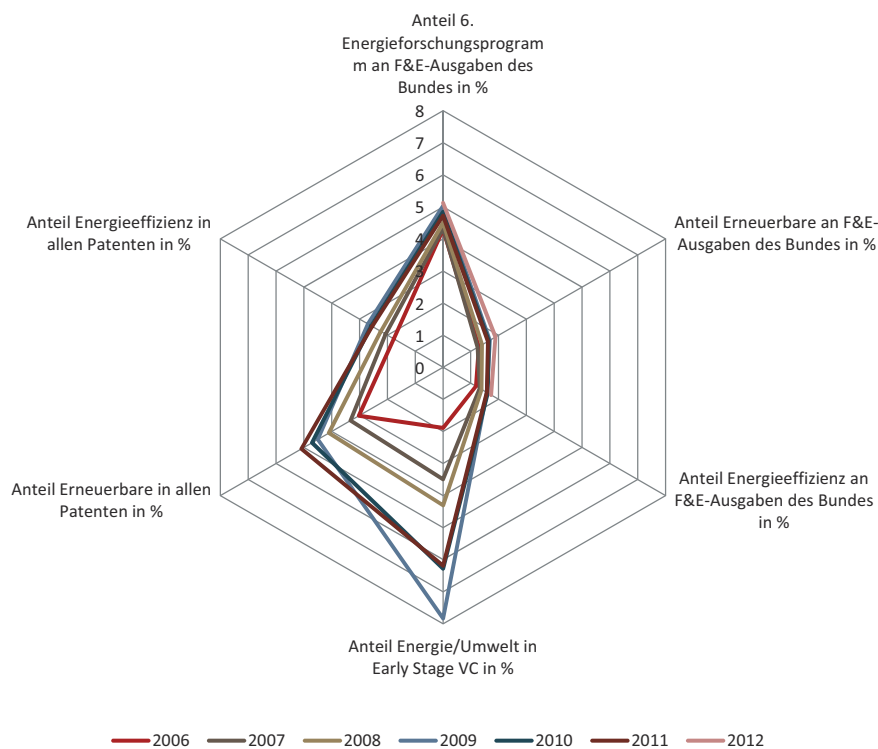
wie die Anzahl der Patente etwa im Bereich der erneuerbaren Technologien oder der Energieeffizienz, die Ausgaben für Forschung- und Entwicklung (F&E) in neue Technologien, Venture-Capital-Investitionen oder Unternehmensgründungen, oder sie können aus mehreren Einzelindikatoren zu einem Index aggregiert werden. Während erstere ein feinkörniges Bild der Innovationstätigkeit ermöglichen, können aggregierte Leitindikatoren umfassendere Informationen bezüglich des Status Quo kompakt zusammenfassen, wobei die Aggregation mit subjektiven Werturteilen bezüglich der Gewichtung der Einzelindikatoren verbunden ist.

In der Abbildung unten ist eines von mehreren möglichen **Indikatorenbündeln für zentrale Innovationsindikatoren** dargestellt, das eine Darstellung auf einen Blick ermöglicht und Vergleiche miteinander zulässt. Der Vorteil gegenüber der Aggregation auf einen Leitindikator besteht darin, dass auf eine Gewichtung verzichtet werden kann. Die Indikatoren stehen sich gleichwertig gegenüber, lassen aber in der Gesamtschau bereits weitere Schlüsse zu. Im vorliegenden Indikatorenbündel werden die Forschungsausgaben der Bundesregierung für die Themenfelder „Erneuerbare Energien“ und „Energieeffizienz“ im Zeitraum 2006-2012 sowie die Venture Capital-Bereitstellung im Bereich Energie/Umwelt als Input-Indikatoren für Innovationen vorgeschlagen. Stellvertretend für die Output-Indikatoren sind Patentanmeldungen angegeben. Um Strukturänderungen erkennbar zu machen, sind jeweils die Veränderungen der Anteile zur relevanten Bezugsgröße dargestellt, bspw. der F&E-Ausgaben für Energie an den gesamten F&E-Ausgaben. Denkbar wäre hier z.B. für internationale Vergleiche auch der Aufwuchs der absoluten Ausgaben für Energieforschung gegenüber einem Basisjahr oder jährliche Änderungsraten.

Die Energieforschung insgesamt und ebenso die Forschung zu erneuerbaren Energien und Energieeffizienz haben im Kontext der gesamten Forschungsausgaben nur geringfügig an Bedeutung gewonnen. So stieg der Anteil der Energieforschungsausgaben des Bundes von 4,3 % im Jahr 2006 mit dem 6. Energieforschungsprogramm auf 5,1 % im Jahr 2012. Andererseits haben sich auf einigen darunter liegenden Ebenen durchaus wesentliche Veränderungen ergeben. Während die Bedeutung von Forschung im Bereich erneuerbarer Energien und Energieeffizienz sich in der Bedeutsamkeit kaum veränderte, kommt der Forschung zu Speichertechnologien, Netztechnologien und Energiesystemen innerhalb der Energieforschung heute deutlich mehr Bedeu-

tung zu als vor einigen Jahren. Der direkte Vergleich dieser Veränderungen im Bereich der Forschungsausgaben mit den Patentanmeldungen beim Europäischen Patentamt offenbart eine deutlich höhere Dynamik dieses Output-Indikators für Inventionen bei erneuerbaren Energien und Energieeffizienz. Die Ausgaben für Early Stage VC-Investitionen im Energiebereich sind nach einem starken Anstieg wieder leicht rückläufig. Unternehmensbezogene Innovationsdaten sollten – sobald verfügbar – ebenfalls in diese Betrachtung einbezogen werden. Zudem ist die internationale Stellung Deutschlands im Bereich der Energieinnovationen zu thematisieren.

Abbildung: Beispiel für ein Indikatorenbündel



Die getroffene Auswahl der Einzelindikatoren soll nicht als abschließend verstanden werden. Weitergehender Untersuchungen bedarf es auch, um zu einer angemessenen Aggregation der Einzelindikatoren zu einem „Leitindikator Innovation“ zu kommen, denn im Unterschied zu anderen Leitindikatoren ist hier die Verwendung eines einzelnen Kriteriums nicht sinnvoll. Weil in die Aggregation subjektive Wertungen über die Gewichtung der Einzelindikatoren einfließen, sollte hierauf besondere Sorgfalt verwendet werden. Insbesondere

sollten die groben F&E-Informationen zur Energiewende durch **weitere Erhebungen zur Innovationstätigkeit insbesondere auf Firmenebene** ergänzt werden. Erst dann sind die Wirkungen der Energiewende auf das Innovationsgeschehen umfassend darstellbar. Eine mögliche Lösung kann dabei eine repräsentative Befragung von Unternehmen über sämtliche Bereiche der deutschen Wirtschaft sein, in der gezielt die Innovationsaktivitäten der Unternehmen erfasst werden, etwa die Höhe der F&E-Aufwendungen für Energieforschung, aber auch der Umfang etwa von Produkt- und Prozessinnovationen mit Energiebezug bei den deutschen Industrie- und Serviceunternehmen. Die Expertenkommission empfiehlt daher, die Durchführbarkeit einer eigenen Erhebung oder die Integration in bestehende Befragungen zu prüfen. Eine solche Befragung wäre geeignet, um frühzeitig die Reaktion von Unternehmen auf sich ändernde gesetzliche Rahmenbedingungen und Förderungen im Rahmen der Energiewende zu erfassen.

Inhaltsverzeichnis

	Seite
Abbildungen	175
Tabellen	178
Boxen	179
0 Vorwort	181
1 Monitoring-Prozess als Element der Energiewende	187
1.1 Monitoring-Bericht	188
1.2 Zielhierarchisierung	188
1.3 Leitindikatoren	189
1.4 Indikatorenübersicht und weitere Monitoringaktivitäten	195
2 Atomausstieg und Reduktion der Treibhausgasemissionen	199
2.1 Zum Atomausstieg	200
2.2 Rekurs auf Treibhausgasemissionsziele	201
2.3 Beiträge der Handlungsfelder zur Reduktion der energiebedingten CO ₂ -Emissionen	206
2.4 Zur Rolle des europäischen Emissionshandels	210
3 Initiativen im Bereich der Energieeffizienz	217
3.1 Effizienzindikatoren auf Makroebene	220
3.2 Effizienzindikatoren auf sektoraler Ebene	230
3.3 Rebound-Effekte	243
4 Entwicklung der erneuerbaren Energien	247
4.1 Gesamtentwicklung der erneuerbaren Energien und Zielerreichung	248
4.2 Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien	250
4.3 Entwicklung der erneuerbaren Energien im Wärmemarkt	264
4.4 Erneuerbare Energien im Kraftstoffsektor	270
4.5 Spartenübergreifende Betrachtung der Biomasse	275
5 Umweltwirkungen des Energiesystems	279
5.1 Flächeninanspruchnahme durch Brennstoffbereitstellung, Energieerzeugung und -verteilung	280

	Seite
5.2 Radioaktivität und Endlagerproblematik	286
5.3 Weitere Indikatoren	290
5.4 Umweltwirkungen durch Fracking	291
6 Entwicklung der Versorgungssicherheit	295
6.1 Elektrizität: Verbleibende gesicherte Leistung als Indikator der Versorgungssicherheit	295
6.2 Flexibilitätsoptionen der Elektrizitätsversorgung	305
6.3 Stromversorgungssicherheit: Kapazitätsengpass oder Netzengpass?	308
6.4 Netze der Elektrizitäts- und Gaswirtschaft	314
6.5 Internationale Aspekte der Versorgungssicherheit	323
7 Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung	329
7.1 Energiewirtschaftliche Gesamtrechnung	330
7.2 Verteilungswirkungen der Energiewende	347
8 Innovationsimpulse der Energiewende	359
8.1 Auswahl von Indikatoren	362
8.2 Deutschland im internationalen Vergleich	368
9 Literatur	373
10 Anhang	391

Abbildungen

Abb. 1-1:	Leitindikatoren für den Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“	191
Abb. 2-1:	Ausstiegspfad der Kernkraftwerke in Deutschland	201
Abb. 2-2:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland von 1990 bis 2012 sowie Minderungsziele bis 2050	202
Abb. 2-3:	Reduktion der energiebedingten CO ₂ -Emissionen nach Handlungsfeldern für den Zeitraum 2010 bis 2020	207
Abb. 2-4:	Reduktion der energiebedingten CO ₂ -Emissionen nach Handlungsfeldern für den Zeitraum 2010 bis 2012 und Orientierungswerte für 2020	208
Abb. 2-5:	CO ₂ -Zertifikatspreise von 2010 bis 2013 auf dem Spot- und Terminmarkt für Lieferungen im Dezember 2014 und 2016	211
Abb. 3-1:	Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in Deutschland von 1991 bis 2012 und Ziele für 2020 und 2050	222
Abb. 3-2:	Entwicklung der gesamtwirtschaftlichen (bereinigten) Primärenergieproduktivität von 1991 bis 2012 und Zielpfad bis 2050	223
Abb. 3-3:	Entwicklung der bereinigten Endenergieproduktivität in Deutschland von 1991 bis 2012 und Ziele für 2020 und 2050	224
Abb. 3-4:	Veränderungen der Endenergieproduktivität gegenüber dem Vorjahr von 1991 bis 2012	225
Abb. 3-5:	Entwicklung des Bruttostromverbrauchs in Deutschland von 1991 bis 2012 und Ziele für 2020 und 2050	226
Abb. 3-6:	Entwicklung der gesamtwirtschaftlichen Strom- produktivität in Deutschland von 1991 bis 2012 und Ziele für 2020 und 2050	227
Abb. 3-7:	Entwicklung der sektoralen Effizienzindikatoren in Deutschland von 1991 bis 2012	231
Abb. 3-8:	Entwicklung der Energieproduktivität im Sektor Industrie in Deutschland von 1991 bis 2012	232
Abb. 3-9:	Entwicklung der Energieproduktivität im Sektor GHD in Deutschland von 1991 bis 2012	233
Abb. 3-10:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Deutschland bei den privaten Haushalten nach Verwendungszwecken von 1990–2012 und Ziele für 2020 und 2050	237
Abb. 3-11:	Entwicklung des spezifischen Endenergieverbrauchs bei den privaten Haushalten in Deutschland von 1990–2012 ...	238
Abb. 3-12:	Entwicklung der Energieverbrauchswerte im Verkehr von 1991 bis 2012 sowie Ziel für 2020 und 2050	240

	Seite
Abb. 3-13: Entwicklung des spezifischen Endenergieverbrauchs im Straßenpersonen- und -güterverkehr in Deutschland von 1991 bis 2012	242
Abb. 4-1: Entwicklung der Bruttoendenergiebereitstellung aus erneuerbaren Energien nach Sektoren	250
Abb. 4-2: Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und der zugehörigen installierten Leistung gemäß den Eckpunkten zur EEG-Reform bis 2025	253
Abb. 4-3: Entwicklung der installierten Windleistung an Land in MW/a	259
Abb. 4-4: Entwicklung der Vergütungssätze und des jeweiligen Zubaus von Photovoltaikanlagen im Zeitraum von Januar 2011 bis Januar 2014	263
Abb. 4-5: Entwicklung des Anteils erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme	266
Abb. 4-6: Abschätzung der Größenordnung von Heizungsmodernisierungen mit und ohne erneuerbare Energien	268
Abb. 4-7: Anteil der erneuerbaren Energien am Kraftstoffverbrauch ..	272
Abb. 5-1: Aggregierte, technische Flächeninanspruchnahme von Windkraftanlagen an Land in Deutschland	285
Abb. 5-2: Beispiel: Ortsdosisleistung in Brunsbüttel zwischen 2002 und 2012	289
Abb. 6-1: Entwicklung der verbleibenden gesicherten Leistung bis 2016 nach ÜNB-Berechnungen und eigenen Berechnungen	303
Abb. 6-2: Zu- und Rückbau von Kraftwerkskapazitäten südlich der Mainlinie	311
Abb. 6-3: Nach Verteilnetzebene aufgeschlüsselte zeitliche Entwicklung der installierten Leistung erneuerbarer Energien	315
Abb. 6-4: Investitionen in Neubau, Ausbau und Erweiterung der Verteilnetze	317
Abb. 6-5: Status der EnLAG-Vorhaben	318
Abb. 6-6: Ursprünglich geplanter und tatsächlicher Zielpfad des Netzausbaus nach EnLAG	318
Abb. 6-7: Speicherfüllstände und tagesscharfe Ein-/Auspeisung	322
Abb. 7-1: Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Elektrizität	332

	Seite
Abb. 7-2: Monatlicher Verlauf des EEG-Kontos 2010 bis November 2013	334
Abb. 7-3: Entwicklung der Durchschnittserlöse des Elektrizitätsabsatzes 1991 bis 2012	336
Abb. 7-4: Anteil der Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am Bruttoinlandsprodukt	337
Abb. 7-5: Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Gas	338
Abb. 7-6: Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Verkehrsenergieträger	344
Abb. 7-7: Anteil der Letztverbraucherausgaben für Verkehrsenergieträger am BIP	345
Abb. 8-1: Beispiel für ein Indikatorenbündel	367
Abb. 8-2: F&E-Ausgaben für Energietechnologien im OECD-Vergleich	368
Abb. 8-3: Internationaler Vergleich von Patentanmeldungen für ausgewählte Länder	369

	Seite
Tabellen	
Tab. 1-1: Übersicht Energiewende-Monitoring externer Akteure	196
Tab. 2-1: Treibhausgasemissionen in Deutschland 1990 sowie von 2008 bis 2012 nach Sektoren in der IPCC-Systematik	204
Tab. 2-2: Bruttostromerzeugung in Deutschland 2011 bis 2013 nach eingesetzten Energieträgern	205
Tab. 3-1: Primärenergieverbrauch in Deutschland von 2011 bis 2013	221
Tab. 3-2: Entwicklung der Nettostromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen von 2003 bis 2012	229
Tab. 5-1: Abschätzung der Flächeninanspruchnahme des Energiesystems	283
Tab. 5-2: Voraussichtliche Menge radioaktiver Abfälle durch den Abriss von Atomkraftwerken	288
Tab. 6-1: Leistungsbilanz der Stromversorgung zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast in den Jahren 2011 und 2012	299
Tab. 6-2: Vergleichsrechnung der Leistungsbilanz für das Jahr 2011 unter Annahmen der ÜNB aus dem Jahr 2012 und 2013	301
Tab. 6-3: Leistungskredite und gesicherte Leistung nach verschiedenen Studien	302
Tab. 6-4: Zeitreihe über die als Netz-/Kaltreserve kontrahierten Kraftwerke	309
Tab. 7-1: Struktur der Letztverbraucherausgaben für Elektrizität	333
Tab. 7-2: Struktur der Letztverbraucherausgaben für Erdgas	339
Tab. 7-3: Gesamtwirtschaftliche Kosten Verkehr	345
Tab. 7-4: Vergleich von Energiearmutsschwellen für Deutschland (SOEP 2011)	353
Tab. 7-5: Energiearmutsmaße verschiedener Haushaltstypen	355
Tab. 8-1: Übersicht über ausgewählte Indikatoren	363

Seite

Boxen

Box 3-1:	Ursprungs- und bereinigte Endenergieproduktivität im Vergleich	225
----------	--	-----

0 Vorwort

1. Das Energiekonzept der Bundesregierung vom September 2010 stellt eine Langfriststrategie der Energiepolitik Deutschlands mit ambitionierten Zielsetzungen dar. Nach der Reaktorkatastrophe im japanischen Fukushima wurde im Juni 2011 der Ausstieg aus der Kernenergie in einem Allparteienkonsens gesetzlich festgeschrieben und damit dieses Zielsystem noch ambitionierter gemacht.
2. Der Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ ist Teil dieser Langfriststrategie. Der Auftrag zum Monitoring wurde im Kabinettsbeschluss der Bundesregierung vom 19.10.2011 festgelegt: „Das Monitoring dient dem Ziel, die Umsetzung des Maßnahmenprogramms und des Energiekonzepts einschließlich der darin enthaltenen Ziele mit Blick auf eine sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung zu überprüfen, um bei Bedarf nachsteuern zu können.“ [BReg, 2011a] Dazu erstellt die Bundesregierung jährlich faktenorientierte Monitoring-Berichte sowie alle drei Jahre (erstmalig 2014) breiter angelegte Fortschrittsberichte.
3. Im Oktober 2011 bestellte die Bundesregierung eine unabhängige Expertenkommission aus vier Energiewissenschaftlern, die das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) und das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) bei der Erarbeitung des Monitoring-Konzepts sowie bei der Auswahl der Indikatoren unterstützen soll. Außerdem sollen die von den Ministerien jährlich erstellten Berichte begutachtet und kommentiert werden.
4. Das vorliegende Dokument ist die Stellungnahme zum zweiten Monitoring-Bericht der Bundesregierung. Sie hat die wissenschaftliche Einordnung und Bewertung des Monitoring-Berichts der Bundesregierung zum Gegenstand. Darüber hinaus werden einzelne relevante Entwicklungen, Ziele und Maßnahmen konstruktiv-kritisch analysiert. Auftragsgemäß verzichtet unser Bericht auf den Versuch, prognostische Aussagen vorzulegen, soweit dies den Einsatz von Modellen bedeutet, sowie auf die fundierte Evaluation von Maßnahmen. Allerdings betrachten wir die vermutlichen Auswirkungen der getroffenen energie- und umweltpolitischen Entscheidungen im Hinblick auf die perspektivische Zielerreichung, um relevante Handlungsfelder zu identifizieren.

ren. Handlungsempfehlungen werden primär bezüglich einer fortlaufenden Verbesserung des Monitorings ausgesprochen und nicht bezüglich konkreter energiepolitischer Maßnahmen. Eine umfassende Bewertung der Energiewende durch die Expertenkommission ist nicht Auftragsgegenstand und im gegebenen Rahmen auch nicht zu leisten. Aussagen hierzu sind dem Fortschrittsbericht im Jahr 2014 vorbehalten, der eine weitreichendere Beurteilung sowie tiefergehende Evaluationen der Ursache-Wirkungs-Zusammenhänge zum Gegenstand hat. Diese weitergehenden Analysen sind ein wichtiger Bestandteil des Prozesses und für die zielorientierte und erfolgreiche Weiterführung der Energiewende unerlässlich. Aus Sicht der Expertenkommission reicht ein fakten- und indikatorenbasierter, ausschließlich vergangenheitsorientierter Bericht nicht aus, um die Tragweite des Projekts „Energiewende“ ausreichend darzustellen und so auf Entwicklungen angemessen reagieren zu können.

5. Die vorliegende Stellungnahme bezieht sich wie der Monitoring-Bericht der Bundesregierung auf die Entwicklungen bis Ende des Jahres 2012, berücksichtigt aber dort wo es die aktuelle Datenlage erlaubt auch Aussagen über die Veränderungen im Jahr 2013. Dies kann in einigen Fällen zu geringfügigen Abweichungen der verwendeten Zahlen gegenüber den Angaben im Monitoring-Bericht führen. Mit der Stellungnahme wird ebenfalls eine Einschätzung der im zweiten Monitoring-Bericht der Bundesregierung verwendeten Indikatorik präsentiert. Dabei geht es um die Frage, ob die Indikatorik dazu geeignet ist, das Energiekonzept und dessen Zielerreichung abzubilden und zu überprüfen. Die Expertenkommission geht davon aus, dass das Energiekonzept und dessen Ziele weiterhin als Grundlage für den Monitoring-Prozess Gültigkeit besitzen. Dies wird auch durch die Ausführungen der Bundesregierung im aktuellen Monitoring-Bericht bestätigt (vgl. Monitoring-Bericht Kapitel 1). In diesem Zusammenhang betont die Expertenkommission ihre früheren Empfehlungen zum Umgang mit den Indikatoren und unterbreitet Vorschläge zu weiterführenden Indikatoren. Es werden zudem zusätzliche Themenfelder angesprochen, die in dem zweiten Monitoring-Bericht der Bundesregierung nicht behandelt werden, jedoch unserer Ansicht nach einen besonderen Analysebedarf aufweisen. Als Beispiel seien hier die durch die Energiewende induzierte Innovationstätigkeit und deren Messbarkeit genannt. Somit korrespondiert unsere Gliederung nicht in allen Punkten mit der des zweiten Monitoring-Berichts der Bundesregierung.

6. Durch den Regierungswechsel und den damit verbundenen Neuzuschnitt der Ministerien hat sich der Prozess der Erstellung des Monitoring-Berichts und unserer Stellungnahme verzögert. Unsere Stellungnahme wurde auch dadurch erschwert, dass uns der Entwurf des Monitoring-Berichts erst im März 2014 vorlag. Nicht alle Teile des Monitoring-Berichts der Bundesregierung konnten somit einer tiefgehenden Prüfung unterzogen werden. Doch werden auch in diesem Jahr relevante Entwicklungen, Ziele und Maßnahmen eingehend analysiert.

7. Der erste Monitoring-Bericht aus dem Dezember 2012 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 eine Diskussion angestoßen wurde. Der Monitoring-Prozess ist weiterhin auf die Mitwirkung der Öffentlichkeit angelegt und die Expertenkommission greift deshalb gerne Anregungen für ihre weitere Arbeit auf. Zudem wurden die Berichte an verschiedenste Instanzen und Institutionen weitergeleitet. Auch Bundestag und Bundesrat diskutierten die Ergebnisse der Berichte. Allerdings war diese Diskussion nicht öffentlich, sondern wurde in den jeweiligen Ausschüssen geführt, was aus Sicht der Expertenkommission bedauerndwert ist. Im ersten Kapitel des Monitoring-Berichts zählt die Bundesregierung auch eine Reihe von Aktivitäten unter der Überschrift „Koordination der Energiewende, Dialog und Beteiligung“ auf. Die Expertenkommission hält diese Aktivitäten im Grundsatz für bedeutsam, wäre aber an Aussagen interessiert, zu welchen Ergebnissen diese diversen Aktivitäten gelangt sind bzw. ob und wie die Ergebnisse in die konzeptionellen Überlegungen der Bundesregierung zur Umsetzung der Energiewende Eingang gefunden haben. Die Weiterverarbeitung der Texte in offiziellen Berichten der Bundesregierung sowie der Bundesministerien zeigen die Wichtigkeit der Ergebnisse dieses Prozesses. Auch begrüßt die Expertenkommission, dass zahlreiche der von ihr im ersten Bericht gemachten Anregungen von der Bundesregierung in ihrem jetzt vorliegenden zweiten Monitoring-Bericht aufgenommen worden sind. Sie akzeptiert auch, dass eine Reihe dieser Anregungen erst im bevorstehenden Fortschrittsbericht berücksichtigt werden sollen.

8. Darüber hinaus stimmt die Expertenkommission mit der Aussage im Monitoring-Bericht überein, dass „(...) das Monitoring der Ziele des Energiekonzepts (...) eine Verbesserung des Umfangs und der Aktualität der Datenlie-

ferungen für die nationale Energiebilanz auf Bundes- und regionaler Ebene“ erfordert. Sie begrüßt ausdrücklich, dass die Bundesregierung „intensiv an den Vorarbeiten zu einer Novellierung des Energiestatistikgesetzes“ arbeitet. Allerdings sollten die weiteren Überlegungen zur Verbesserung der energiestatistischen Datenbasis sowie zur flexibleren Anpassung an veränderte Strukturen, die bereits in der letztjährigen Stellungnahme angesprochen worden sind, nicht aus dem Auge verloren werden. Dabei geht es um die Vereinfachung rechtlicher Anordnungen von energierelevanten Statistiken durch Erlass entsprechender Verordnungen, um die Erweiterung der Berichtskreise, um die Eröffnung von Möglichkeiten zur Nutzung von Verwaltungsdaten und auch um die Durchführung regelmäßiger, repräsentativer Stichprobenerhebungen. Verbesserungen der energiestatistischen Datenbasis sind vor allem notwendig im Hinblick auf die Erfassung von energierelevanten Daten für den Gebäudesektor und für den sehr diffusen Sektor von Gewerbe, Handel, Dienstleistungen.

9. In Begleitung des Monitoring-Prozesses sowie zur Diskussion des zweiten Monitoring-Berichts fanden zahlreiche Treffen mit Vertretern des BMWi, des BMU, der Bundesnetzagentur (BNetzA), des Umweltbundesamtes (UBA) statt. Weiterhin gab es im Juni 2013 Veranstaltungen, bei denen Vertreter anderer Bundesministerien und der Bundesländer über die Arbeit informiert wurden und Stellungnahmen abgeben konnten. Im Juli 2013 fand in Berlin ein Austausch mit Vertretern anderer, externer Monitoringaktivitäten statt. Diskussionspartner waren hier Vertreter der Agora Energiewende, des Akademiensprojekts „Energiesysteme der Zukunft“, des Bundesverbands der deutschen Industrie e.V. (BDI) sowie des Institute for Advanced Sustainability Studies (IASS). Weiterhin nahm der Vorsitzende der Expertenkommission etwa am Energie-Gipfel der Bundeskanzlerin mit Wirtschaft und Zivilgesellschaft teil, ist Mitglied im „Forschungsforum Energiewende“ beim Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) und wurde in das Kuratorium des Akademiensprojekts „Energiesysteme der Zukunft“ der Nationalen Akademie der Wissenschaften Leopoldina, der Union der deutschen Akademien der Wissenschaften und acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaft berufen. Darüber hinaus führte die Expertenkommission zahlreiche Gespräche über die Anforderungen, die Methodik und die Perspektiven des Monitorings. Zu den Gesprächspartnern gehörten Vertreter des Bundeskanzleramts, des BMBF sowie des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung

(BMVBS). Unser Dank gilt allen Gesprächspartnern, insbesondere unseren Ansprechpartnern aus den Ministerien (BMU, BMWi) und den Bundesbehörden (BNetzA, UBA), für die konstruktive Zusammenarbeit.

10. Die vorliegende Stellungnahme hätte die Expertenkommission nicht ohne den herausragenden Einsatz ihrer wissenschaftlichen Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter erstellen können. Ein ganz herzlicher Dank geht deshalb an Dr. Martin Achtnicht, Robert Germeshausen, Dr. Peter Heindl, Simon Koesler, Philipp Massier, Sascha Rexhäuser, Dr. Michael Schymura und Dr. Nikolas Wölfling 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.

11. Fehler und Mängel dieser Stellungnahme gehen allein zu Lasten der Unterzeichner.

Berlin, Mannheim, Stuttgart, 26. März 2014

Georg Erdmann

Andreas Löschel

Frithjof Staiß

Hans-Joachim Ziesing

1 Monitoring-Prozess als Element der Energiewende

Das Wichtigste in Kürze

Zum Start des Monitoring-Prozesses diente der erste Monitoring-Bericht der Bundesregierung insbesondere dazu, einen Rahmen für die neue Aufgabe des Monitorings zu entwickeln, geeignete Indikatoren zu identifizieren und die notwendigen Datengrundlagen zu benennen. Das Gerüst für die langfristige Begleitung der Energiewende steht in weiten Teilen und wird auch in den nächsten Jahren weiterentwickelt werden. Das faktenorientierte Monitoring mit der Beschreibung von Indikatoren und deren Veränderungen erlaubt es nun, die Energiewende stärker problemorientiert im Monitoring-Prozess zu begleiten. Das Augenmerk der Monitoring-Berichte sollte daher verstärkt auf die Analyse und Bewertung der beobachteten Entwicklungen abzielen.

Der Fortschritt der Energiewende ist nur handlungsleitend messbar, wenn eindeutige Ziele und Zielprioritäten definiert werden. Die Beschlüsse zur Energiewende enthalten eine umfangreiche Liste von Zielen, die formal gleichrangig sind. Sie sind aber aus unserer Sicht nicht alle gleich bedeutsam. So müssen Unterziele und Maßnahmen unter Berücksichtigung der Erreichung der Oberziele, Atomausstieg und Reduktion der Treibhausgase, flexibel anpassbar sein. Wir empfehlen der Bundesregierung sowie dem Parlament sich mit einer entsprechenden Priorisierung der Energiewende-Ziele zu befassen.

Im Monitoring-Prozess muss ein komplexes Bündel von politischen Zielsetzungen mit Hilfe von Indikatoren abgebildet und bewertet werden. Hierfür muss aus unserer Sicht ein Indikatorensystem zur Bewertung der Zielerreichung ausgearbeitet werden. Bei der Definition dieses Indikatorensystems erlauben es Leitindikatoren, Entwicklungen der Energiewende mit wenigen Größen messbar zu machen. Wir schlagen der Bundesregierung für den Monitoring-Prozess die Nutzung von zehn Leitindikatoren für fünf Dimensionen der Energiewende vor.

Neben der Bundesregierung und der Expertenkommission beteiligen sich weitere Akteure an der Diskussion zum Monitoring der Energiewende. Die Begleitung des Prozesses der Energiewende durch verschiedene, unabhängig agierende Organisationen ist zu begrüßen. Dies zeigt, dass die Energiewende mit ihren Chancen und Herausforderungen in der Gesellschaft angekommen ist.

1.1 Monitoring-Bericht

12. Der Monitoring-Prozess ist ein wichtiges Element der Energiewende. Die ersten Monitoring-Berichte der Bundesregierung dienten insbesondere dazu, einen Rahmen für diese neue Aufgabe zu entwickeln, geeignete Indikatoren zu identifizieren und die notwendigen Datengrundlagen zu benennen. Das Gerüst für die langfristige Begleitung der Energiewende steht in weiten Teilen und wird in den nächsten Jahren Schritt für Schritt weiterentwickelt werden. Inzwischen ist das Monitoring aus Sicht der Expertenkommission in eine neue Phase eingetreten. Das faktenorientierte Monitoring mit der Beschreibung von Indikatoren und deren Veränderung hat einen Stand erreicht, der es aus unserer Sicht erlaubt, nun stärker problemorientiert die Energiewende im Monitoring-Prozess zu begleiten.

13. Das Augenmerk der Monitoring-Berichte der Bundesregierung sollte daher über die bloße Darstellung von Indikatoren und deren Veränderungen hinausgehen und auf die Analyse und Bewertung der beobachteten Entwicklungen abzielen. Dabei ist es notwendig, die Veränderungen in den verschiedenen Dimensionen der Energiewende im Berichtszeitraum unvoreingenommen darzustellen. Insbesondere wenn die 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. Die Monitoring-Berichte der Bundesregierung können sich dann – auch jenseits der nur alle drei Jahre zu erstellenden Fortschrittsberichte – zu einem noch wichtigeren Analyseinstrument der Bundesregierung weiterentwickeln.

1.2 Zielhierarchisierung

14. Um den Fortschritt der Energiewende handlungsleitend messbar zu machen, ist es notwendig, eindeutige Ziele und im Falle von Zielkonflikten Prioritäten festzulegen. Diese liefern den Maßstab für die Bewertung der Zielerreichung und damit der Fortschritte bei der Umsetzung der Energiewende. Der Messung der Zielerreichung dient ein umfassender Satz von Indikatoren, der

zugleich die notwendige weiterführende Datengrundlage zur Konkretisierung von Handlungsfeldern und Maßnahmen schafft.

15. Das Energiekonzept und die nachfolgenden Beschlüsse der Bundesregierung benennen eine umfangreiche Liste von Zielen der Energiewende. Diese Ziele sind formal gleichrangig. Sie sind aber nicht alle von gleicher Bedeutung. In der Stellungnahme zum letztjährigen Monitoring-Bericht hatte die Expertenkommission ausführlich zu den Bereichen „Zielhierarchisierung“ und „Indikatorensysteme“ Stellung genommen. Die Energiewende ist nach Überzeugung der Expertenkommission durch zwei Oberziele bestimmt: die Senkung der Treibhausgasemissionen um 40 % bis zum Jahr 2020 und mind. 80 % bis zum Jahr 2050 im Vergleich zu 1990 und den Ausstieg aus der Kernenergie bis Ende 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. Unsere Stellungnahme hat eine intensive Diskussion ausgelöst. Es gab vielfach zustimmende Kommentare. Wir empfehlen der Bundesregierung sowie dem Parlament daher, sich mit einer entsprechenden Priorisierung der Energiewende-Ziele zu befassen.

1.3 Leitindikatoren

16. Im Monitoring der Energiewende muss ein komplexes Bündel von politischen Zielsetzungen mit Hilfe von Indikatoren abgebildet und bewertbar gemacht werden. Hierfür muss aus Sicht der Expertenkommission das Indikatorensystem zur Bewertung der Zielerreichung weiter ausgearbeitet werden. Dieses gibt die Struktur der weiteren Analysen vor und erhöht die Kontinuität und Vergleichbarkeit des Monitorings im Zeitablauf. Bei der Definition dieses Indikatorensystems erlauben es Leitindikatoren, Entwicklungen der Energiewende mit wenigen Größen messbar zu machen. Sie sind damit auch handlungsleitend und müssen darüber hinaus durch ein breites Indikatorensystem untermauert werden.

17. Auch die Bundesregierung weist in ihrem diesjährigen Monitoring-Bericht Indikatoren als Leitindikatoren aus. Die Identifikation von Leitindikatoren durch die Bundesregierung ist sehr zu begrüßen. Diese sind (vgl. Monitoring-Bericht Kapitel 3): Primärenergieverbrauch nach Energieträgern, End-

energieverbrauch nach Energieträgern, Bruttostromverbrauch, Endenergieproduktivität der Gesamtwirtschaft, Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch, Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch, Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung an der Nettostromerzeugung, Primärenergiebedarf (Gebäude), Wärmebedarf (Gebäude), Sanierungsrate (Gebäude), Endenergieverbrauch im Verkehrssektor, Bestand an Elektrofahrzeugen, CO₂- und Treibhausgasemissionen.

Die Leitindikatoren der Bundesregierung basieren ausschließlich auf den quantitativen Zielen des Energiekonzeptes. Damit werden Leitindikatoren in einem sehr eng gefassten Rahmen definiert. Dadurch werden die qualitativen Ziele des Energiekonzeptes nicht hinreichend berücksichtigt. Bei der Weiterentwicklung der Leitindikatoren sollten neben einigen quantitativen Zielen weiterführende Indikatoren ein umfassendes Bild der Energiewende liefern. Zudem sind einige der Leitindikatoren der Bundesregierung zwar wichtig und zielführend, aber teilweise redundant. Um handlungsleitend zu wirken ist eine weitere Komprimierung der Leitindikatoren vorzunehmen. Orientierung könnte dabei unser Vorschlag zur Entwicklung von Leitindikatoren bieten, der im folgenden Abschnitt näher erläutert wird.

18. Die Expertenkommission schlägt für den Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ der Bundesregierung die Nutzung von zehn Leitindikatoren für fünf verschiedene Dimensionen der Energiewende vor. Diese Liste ist keinesfalls abschließend und es besteht noch weiterer Untersuchungsbedarf, der im Folgenden näher erläutert wird. Die fünf Dimensionen umfassen die Oberziele Atomausstieg und Treibhausgasreduktion, Energieversorgung, Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit, Gesellschaft. Für jede Dimension schlagen wir zwei Leitindikatoren vor, diese sind: Treibhausgasemissionen, Ausstieg aus der Kernenergie, Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch, Endenergieverbrauch, System Average Interruption Duration Index (SAIDI) für Strom, Leistungsbilanz, Innovationen, Energiewirtschaftliche Gesamtrechnung, Soziale Auswirkungen nach dem sog. High Cost/Low Income-Ansatz und Akzeptanz. Die Dimensionen der Energiewende und die korrespondierenden Leitindikatoren sind in Abb. 1-1 dargestellt.

Abb. 1-1: Leitindikatoren für den Monitoring-Prozess "Energie der Zukunft"

Quelle: Eigene Darstellung

19. Auf der Betrachtungsebene der Energieversorgung geht es im Energiekonzept der Bundesregierung primär um die Reduktion des Primärenergieverbrauchs. Allerdings sehen wir hierbei Definitionsprobleme. Das betrifft die Konventionen bei der primärenergetischen Bewertung der Kernenergie und einiger erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung. Die Systemtransformation hat erhebliche Konsequenzen auf die Veränderungen des Primärenergieverbrauchs. Im extremen Fall führt der Ersatz des Atomstroms durch erneuerbare Energien zu einer sprunghaften Primärenergieminderung, obwohl es sich hier lediglich um einen statistischen Effekt handelt, der keine Aussage über die realen Entwicklungen zulässt. Auch die Nutzung des relativen Maßes der Endenergieproduktivität sehen wir als wenig zielführend, obwohl dies ein quantitatives Ziel des Energiekonzepts ist. Denn durch die Kombination mit einer weiteren Aktivitätsgröße, hier dem Bruttoinlandsprodukt, fließen zusätzliche Schwankungen dieses Wertes in den Indikator ein. Aus diesen Gründen empfehlen wir die Nutzung des Endenergieverbrauchs als Leitindikator. Anstatt der

Reduktion des Primärenergieverbrauchs sollte entsprechend dazu ein eigenständiger absoluter Indikator auf Ebene des Endenergieverbrauchs angewendet werden. Ferner ist eine Reduktion der Treibhausgasemissionen durch die Nutzung emissionsfreier Energieträger möglich. Mit dem beschlossenen Ausstieg aus der nahezu CO₂-freien Kernenergie ist das Erreichen der Treibhausgasziele anspruchsvoller geworden. Die Veränderungen in diesem Bereich sind am Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch ablesbar. Diesen schlagen wir als weiteren Leitindikator vor.

20. Aus Sicht der Expertenkommission ist der Erfolg der Energiewende nur sicherzustellen, wenn Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit – jenseits der Treibhausgasemissionen – der Energieversorgung sowie die Akzeptanz und gesellschaftlichen Auswirkungen der Energiewende beachtet werden. Im Rahmen des Energiekonzepts wurden diese Ziele von der Politik nur qualitativ, aber nicht quantitativ vorgegeben. Die Kombination zwischen quantitativen und qualitativen Zielen entspricht systemanalytisch einem Optimierungsproblem unter Nebenbedingungen. Während jedes quantitative Ziel als eine Nebenbedingung eines entsprechenden Modells zu formulieren ist, resultiert die Zielfunktion aus den qualitativen Zielen. Die Lösung dieses Problems besteht in der Maximierung der qualitativen Ziele unter den vorgegebenen Nebenbedingungen. Nach den langjährigen, wechsellvollen Erfahrungen mit energiewirtschaftlichen Optimierungsmodellen wäre es wenig hilfreich, einen entsprechenden Modellansatz zu quantifizieren und zu berechnen, doch ist es für das Grundverständnis der zu lösenden Aufgaben nützlich, die Energiewende in der Begriffswelt von Optimierungsmodellen auszudrücken. Dadurch wird bspw. deutlich, dass einige quantitative Nebenbedingungen den Optimierungsspielraum einschränken, also den Wert der Zielfunktion vermindern. Es ist also nicht möglich, die quantitativen Ziele der Energiewende ohne gewisse Beeinträchtigungen bei der Versorgungssicherheit, der Wirtschaftlichkeit oder der Umweltverträglichkeit des Energiesystems zu erreichen. Weil es zu diesen Zielen unterschiedliche Einschätzungen gibt, kann der gesellschaftliche Konsens schwierig zu erreichen sein.

21. Für eine umfassende Einschätzung zur Versorgungssicherheit müssten die Risiken entlang der kompletten Versorgungskette erfasst und bewertet werden. Das würde auch die Bewertung der Energieimportabhängigkeit einschließen. Aus unserer Sicht sind derzeit vorrangig die kurzfristige Versor-

gungssicherheit und langfristige Adäquanz der installierten Kapazitäten von Bedeutung. Für die kurzfristige Versorgungssicherheit im Bereich der Elektrizitätsversorgung empfiehlt die Expertenkommission den System Average Interruption Duration Index (SAIDI) als Leitindikator. Diese Kenngröße stellt die durchschnittliche Dauer innerhalb eines Jahres dar, in der ein Kunde von einer Versorgungsunterbrechung betroffen ist. Die langfristige Versorgungssicherheit der Elektrizitätsversorgung lässt sich bevorzugt an Hand der Leistungsbilanz beurteilen. Die Übertragungsnetzbetreiber weisen jährlich die verbleibende gesicherte Leistung speziell zum Zeitpunkt der Höchstlast aus und stellen damit Daten zur Verfügung, die als geeigneter Indikator verwendet werden können. Die Versorgungssicherheit in der Gasversorgung ist durch andere Problemlagen geprägt. So stehen hier vor allem unterbrechbare Lieferverträge, die Füllstände der Gasspeicher sowie die Interaktion der Gas- und Stromversorgung im Fokus der Diskussion. Eine ausführliche Darlegung dieser Aspekte nehmen wir in Kapitel 6 vor.

22. Wirtschaftlich im Sinne von ökonomisch effizient ist die Bereitstellung von Energie, wenn die gewünschte Versorgung mit Energiedienstleistungen (Wärme, Licht, Mobilität etc.) zu minimalen volkswirtschaftlichen Kosten erfolgt. Zu den volkswirtschaftlichen Kosten zählen alle im Laufe der Energiegewinnung, Umwandlung und Verteilung anfallenden Kosten einschließlich der externen Kosten. Da niemand gegen seinen Willen zum Bezug von Energie gezwungen wird, übersteigt der Nutzen der Energiedienstleistungen immer die bezahlten Energiepreise. Allerdings könnten die dabei extern bleibenden Kosten das Verhältnis umkehren. Eine solche Aussage lässt sich theoretisch treffen, aber nicht belastbar quantifizieren. Hingegen lässt sich ein Teilaspekt der Kosten annähernd beziffern. Dies kann durch eine Energiewirtschaftliche Gesamtrechnung (vgl. Kapitel 7.1) in Anlehnung an die Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung (VGR) erfolgen. Die VGR verfolgt das Ziel, das Wirtschaftsgeschehen einer Volkswirtschaft für einen zurückliegenden Zeitraum quantitativ möglichst umfassend zu beschreiben. Wir haben einen vergleichbaren Ansatz für den Bereich der Energieversorgung entwickelt. Die gesamten Ausgaben der Letztverbraucher für Strom, Wärmeenergie und Verkehrsenergieträger beziffern zumindest, wie viel die Letztverbraucher für die von ihnen gewünschten Energiedienstleistungen bezahlen. In den Preisen, die am Ende der Versorgungskette bezahlt werden, sind bereits alle betriebswirtschaftlichen und in-

ternalisierten externen Kosten der vorangehenden Versorgungskette berücksichtigt.

Die Energiewende ist nicht nur mit Risiken und Kosten, sondern auch mit erheblichen Chancen für die deutsche Volkswirtschaft verbunden. Wesentliche Treiber dafür sind Innovationen, weshalb wir einen Leitindikator für die Innovationstätigkeit im Energiebereich vorschlagen. Wie in Kapitel 8 gezeigt wird, setzt sich die Innovationstätigkeit allerdings aus verschiedenen relevanten Dimensionen zusammen. Im Unterschied zu den oben genannten Leitindikatoren, die auf einer einzelnen Kenngröße basieren, kann es hier deshalb sinnvoll sein, einen Indikator aus verschiedenen Subindikatoren zu aggregieren. Nachteilig ist dabei, dass bei der Gewichtung der Subindikatoren zwangsläufig eine subjektive Wertung einfließen muss. Die Frage nach geeigneten Innovationsindikatoren kann im Rahmen der vorliegenden Stellungnahme nicht abschließend beantwortet werden. Diese Entscheidung sollte unterstützt durch wissenschaftliche Untersuchungen durch die Bundesregierung angegangen werden.

23. Ein weiterer wichtiger Aspekt für das Gelingen der Energiewende ist die gesellschaftliche Perspektive. Darunter werden die Akzeptanz sowie die sozialen Auswirkungen mit Blick auf die Energiewende gefasst. Diese Aspekte bleiben aus Sicht der Expertenkommission bisher im Monitoring-Prozess noch weitgehend unbeachtet. Die Energiewende stellt große Herausforderungen nicht nur für Politik und Unternehmen, sondern auch für Bürgerinnen und Bürger dar. Die Akzeptanz der und die Bereitschaft zur Energiewende sind wichtige Erfolgsfaktoren. Um dies im Monitoring-Prozess darzustellen, schlagen wir vor, die Akzeptanz mit Hilfe einer sich regelmäßig wiederholenden, repräsentativen Befragung zu erfassen. Möglich wäre bspw. eine Umfrage ähnlich der Befragungen zum Umweltbewusstsein in Deutschland bezogen auf die Energiewende [Vgl. BMU/UBA, 2013]. Grundsätzlich möchten wir aber darauf hinweisen, dass eine Reihe methodischer Herausforderungen existieren, die hierbei zu beachten sind. Für die Messung der Akzeptanz sind aus unserer Sicht drei Aspekte von Bedeutung:

- Die allgemeine Einstellung zur Energiewende in Deutschland,
- die Zufriedenheit mit der Umsetzung der Energiewende sowie
- die Zustimmung zur Umsetzung der Energiewende im eigenen Umfeld.

Aus diesen Einstellungen kann dann ein Gesamtbild für die Akzeptanz abgeleitet werden. Anhand einer eigenen Befragung und deren wissenschaftlicher Begleitung könnten die Interaktionen der einzelnen Ebenen dargestellt sowie die wissenschaftliche Verwertbarkeit sichergestellt werden.

Darüber hinaus sind Aspekte der sozialen Auswirkungen der Energiewende mit in die Betrachtung einzubeziehen. So wird in der politischen und öffentlichen Debatte intensiv über die Verteilungswirkungen der Energiewende diskutiert. In Kapitel 7.2 geben wir dazu eine Einordnung bezüglich der Wirkungen auf die Industrie und private Haushalte. Auf Ebene der Haushalte spielt vor allem die sogenannte Energiearmut eine Rolle. Um diese messbar zu machen kommt das High Cost/Low Income-Maß in Frage, welches auf Basis der Daten des Sozioökonomischen Panels (SOEP) entwickelt werden kann.

1.4 Indikatorenübersicht und weitere Monitoringaktivitäten

24. Im Folgenden wird eine Übersicht und Einordnung bereits genutzter Indikatoren aus dem Monitoring-Bericht der Bundesregierung und der Stellungnahme der Expertenkommission gegeben. Neben der Bundesregierung und der Expertenkommission beteiligen sich aber auch andere Akteure mit eigenen Indikatorensystemen an der Diskussion zum Monitoring der Energiewende. Diese Akteure schlagen meist die Nutzung einer aggregierten Sichtweise durch Leit- oder aggregierte Indikatoren vor. So basieren diese überwiegend auf den Bereichen des energiepolitischen Zieldreiecks und darüber hinausgehenden Dimensionen. Ein Überblick ist in Tab. 1-1 dargestellt. In unserer Analyse beschränken wir uns auf datenbasierte Indizes. Darüber hinaus wurden weitere Indizes verschiedenster Akteure vorrangig auf Basis von Befragungen veröffentlicht. Beispielhaft weisen wir hier auf die Ausführungen der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) und Ernst & Young GmbH im Deutschen Energiewende-Index (DEX) oder dem IHK-Energiewende-Barometer des Deutscher Industrie- und Handelskammertag e.V. (DIHK) hin.

25. Die Begleitung des Prozesses der Energiewende durch verschiedene, unabhängig voneinander agierende Organisationen ist zu begrüßen, zeigt dies doch, dass die Energiewende mit ihren Chancen und Herausforderungen in der Gesellschaft angekommen ist. Im Sinne des Monitoring-Prozesses ist dies eine wichtige Ergänzung. Um Vorschläge und Empfehlungen besser einzuschätzen

und zu diskutieren, hat die Expertenkommission in diesem Jahr einen Workshop mit anderen Initiativen zur Begleitung des Prozesses der Energiewende durchgeführt. Die dabei gewonnenen Erkenntnisse sind in die Überlegungen der Expertenkommission eingeflossen.

Tab. 1-1: Übersicht Energiewende-Monitoring externer Akteure

	Institution	Dimensionen	Methode/ Umfang	Aggregation	Zielerreichung/ Bewertung	Turnus
Energiewende- index	A.T. Kearney und Wirtschaftswoche	Energiepolitisches Zieldreieck, Akzeptanz	13 Indikatoren, Akzeptanz (Umfrage Bevölkerung) Prognose für Zielerreichung	Aggregation der Einzelindikatoren in einer der vier gewählten Dimensionen	Zielerreichung in Prozent für die Dimension (Farbskala), Vergleich mit Vorjahr, Ampelsystem für Prognose	Jährlich
Energiewende- index	McKinsey&Compnay	Energiepolitisches Zieldreieck	15 Indikatoren	Keine Aggregation der Einzelindikatoren	Zielerreichung der Einzelindikatoren (in Prozent)	Quartals- weise
BDI Navigator	Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI)	Energiepolitisches Zieldreieck, Akzeptanz, Innovationen	42 Indikatoren, Akzeptanz (Umfragen Industrie und Bevölkerung)	Aggregation der Einzelindikatoren in Dimensionen des energiepolitischen Zieldreieckes	Ampelsystem mit Ziel- erreichung, Bewertung und Tendenz für Einzel- indikatoren, aggregiert und gewichtet für gesamte Dimension, Informativische Indikatoren, die nicht in die Berechnung eingehen	Jährlich
Indikatoren für die Energie- wende	Institute for Advanced Sustainability Studies (IASS)	Klimaschutz, Versorgung- sicherheit, Soziale Aspekte, Wirtschaftlichkeit & Wettbewerbs-fähigkeit, Forschung & Innovation, Importabhängigkeit & Exportchancen, Natur- und Umweltschutz, „Gemeinschaftswerk Energiewende“	34 Indikatoren	9 Leitindikatoren, keine Aggregation der Einzel- indikatoren	Zielerreichung der Einzelindikatoren	Einmalig
Soziale Bilan- zierung der Energiewende	Institute for Ad- vanced Sustainability Studies (IASS)	Nutzenverteilung, Kostenverteilung, „Gemeinschaftswerk Energiewende“	13 Indikatoren	Keine Aggregation	Zielerreichung der Einzelindikatoren	Einmalig

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an BDI [2013]

26. Im Monitoring wurde eine Vielzahl von Indikatoren für die Begleitung der Energiewende vorgeschlagen. Der Monitoring-Bericht der Bundesregierung stützt sich auf insgesamt 49 Indikatoren unterschiedlicher Ausprägung. Neben der Bundesregierung werden hier die Initiativen Energiewendeindex von A.T. Kearney und Wirtschaftswoche, der Energiewendeindex von McKinsey & Co., der BDI Navigator des Bundesverbands der Deutschen Industrie (BDI) sowie die Zusammenstellungen des Institute for Advanced Sustainability Studies (IASS) zur Indikatorik „Grundsätzliche Überlegungen und Vorschlag zur Auswahl von Indikatoren zur wissenschaftlichen Begleitung der Energiewende“ und Beiträge zur sozialen Bilanzierung der Energiewende kurz erläutert und bewertet.

27. Zudem hat die Expertenkommission in ihrer letzten Stellungnahme aus dem Jahr 2012 weitere Indikatoren vorgeschlagen. Vor allem in den Bereichen des energiepolitischen Zieldreiecks wurden Ergänzungen erörtert. So wurde der Aspekt der Umweltverträglichkeit im Monitoring-Bericht der Bundesregierung nicht mit Indikatoren hinterlegt. Hier sind unserer Ansicht nach Indikatoren relevant, die die Umweltverträglichkeit der Energieversorgung außerhalb des Bereichs der Treibhausgasemissionen darstellen. Auch im Bereich der Versorgungssicherheit wurden einige Indikatoren vorgeschlagen, die zielführend die aktuelle und vergangene Situation in diesem Bereich verdeutlichen. Im Bereich der Wirtschaftlichkeit wurde der Vorschlag der Expertenkommission, die Letztverbraucherausgaben für den Strombereich als Indikator darzustellen, von der Bundesregierung in diesem Jahr aufgegriffen. Weiterentwicklungen der Energiewirtschaftlichen Gesamtrechnung für die Bereiche Wärme und Verkehr werden derzeit angegangen und sollten, wenn verfügbar, ebenfalls in den Monitoring-Prozess der Bundesregierung integriert werden. Die Zusammenstellung der genutzten sowie vorgeschlagenen Indikatoren wird im Anhang dargestellt, wobei wir vorrangig die Datenbasis der einzelnen Indikatoren einordnen. Aus Sicht der Expertenkommission sollten die den Indikatoren zu Grunde liegenden Daten insbesondere aus amtlichen oder halbamtlichen Datenquellen stammen sowie die Datenverfügbarkeit über öffentliche und kostenfreie Zugänglichkeit gesichert sein. Daten aus Verbandsstatistiken, sonstige Erhebungen Dritter und Einzelstudien sollten im Monitoring-Prozess nur unter Berücksichtigung ihrer Einschränkungen Verwendung finden. Vor allem bei Einzelstudien ist eine konsistente Zeitreihe meist nicht verfügbar, die aber für ein langfristig angelegtes Monitoring erforderlich ist.

28. Im Hinblick auf die Datenverfügbarkeit und Qualität der Datenbasis erneuert die Expertenkommission ihre Empfehlung aus ihrer Stellungnahme zum ersten Monitoring-Bericht 2012, wonach eine grundlegende Novellierung des Energiestatistikgesetzes zur Verbesserung der energiestatistischen Datenbasis sowie zur flexibleren Anpassung an veränderte Strukturen notwendig ist. Dabei sollte es vor allem um eine Vereinfachung der rechtlichen Anordnung von energierelevanten Statistiken gehen, bei der bspw. Details der statistischen Erhebungsprogramme auch untergesetzlich geregelt werden können. Wesentlich ist die Erweiterung der Berichtskreise auch auf Händler, Stromnetzbetreiber beziehungsweise Gas-Speicher- und Transportgesellschaften. Außerdem

sollte das Zurückgreifen auf Verwaltungsdaten anderer Bundesbehörden (z.B. BAFA, UBA, BNetzA) erleichtert werden. Auch die Zusammenarbeit der statistischen Ämter und deren Aufgabenteilung sind zu verbessern. Gerade vor dem Hintergrund der herausragenden Bedeutung der Energiewende und des dazu vereinbarten kontinuierlichen Monitorings plädiert die Expertenkommission für ein zügiges Vorgehen bei der Novellierung des Energiestatistikgesetzes (EnStatG) und der begleitenden Regelungen. Dies umso mehr, als sich die energiestatistische Datenbasis im Bereich der amtlichen Statistik zu verschlechtern droht. Dieser Gefahr sollte durch entsprechende Anpassungen im Energiestatistikgesetz sowie die Bereitstellung angemessener Ressourcen ernsthaft begegnet werden.

29. In vielen Bereichen ist eine große Übereinstimmung der verschiedenen Ansätze zum Monitoring der Energiewende festzustellen. Darüber hinaus wird die Informationsbasis durch die Komplementarität der Initiativen stetig erweitert. Dies ist aus unserer Sicht eine äußerst positive Entwicklung für das indikatorenbasierte Monitoring der Energiewende. Um den Monitoring-Prozess auch durch externe Impulse weiter zu entwickeln, sollte der Austausch mit relevanten Initiativen beibehalten werden. Allerdings sind dabei die unterschiedlichen Ausgangslagen der Initiativen im Gegensatz zur Bundesregierung zu beachten. Dies spiegelt sich vor allem in der Interpretation der Indikatoren und deren Aussagekraft wider. So sehen wir es auch als Aufgabe diese einzuordnen und zu bewerten. Bspw. sehen wir es als kritisch an, einzelne Strompreise im europäischen Vergleich zu betrachten, da deren Aussagefähigkeit sehr eingeschränkt ist. Hierzu haben wir bereits für den Monitoring-Prozess eine gesamtwirtschaftliche Sichtweise anhand der Letztverbraucher Ausgaben vorgeschlagen.

Darüber hinaus ist darauf hinzuweisen, dass auch immer der Bezug der einzelnen Maßzahlen zur Energiewende mit zu beachten ist. Meist kann dieser allerdings nicht eindeutig definiert werden. So reflektieren die Indikatoren zwar auch die durch die Energiewende ausgelösten Entwicklungen, doch sind diese meist nicht konkret bzw. anteilig der Energiewende zuordenbar. Dies können Indikatoren teilweise nicht leisten. Im Fortschrittsbericht der Bundesregierung sollte dies daher indikatoren- aber auch maßnahmenbezogen adressiert und analysiert werden.

2 Atomausstieg und Reduktion der Treibhausgasemissionen

Das Wichtigste in Kürze

Der Atomausstiegspfad ist gesetzlich geregelt. Die Expertenkommission begrüßt die Bekräftigung dieses Ziels durch den Koalitionsvertrag. Um Friktionen zu vermeiden, müssen alle Anstrengungen unternommen werden, damit die erforderlichen Übertragungskapazitäten und/oder Ersatzkapazitäten insbesondere für den süddeutschen Raum zeitgerecht zur Verfügung stehen.

Insgesamt lässt die Entwicklung in den vergangenen Jahren den Schluss zu, dass sich die Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland nicht auf dem ursprünglich vereinbarten Zielpfad befindet. Auch die Bundesregierung stellt fest, dass mit den bisherigen Maßnahmen offenkundig das Ziel einer Reduktion der Treibhausgasemissionen um 40 % bis 2020 mit einem erwarteten Minus von lediglich 35 % deutlich verfehlt wird. Da die Reduktion der Treibhausgasemissionen ein Oberziel der Energiewende darstellt, ist die im Monitoring-Bericht getroffene Aussage „Die Energiewende kommt voran“ aus Sicht der Expertenkommission in ihrer Allgemeinheit durchaus diskussionswürdig. Angesichts der nur noch wenigen Jahre bis 2020 wird sich eine Zielverfehlung nur vermeiden lassen, wenn bestehende energie- und klimapolitische Maßnahmen möglichst zeitnah angepasst bzw. auch zusätzliche Maßnahmen außerhalb der Sektoren des Emissionshandels ergriffen werden. Insbesondere der für das deutsche Klimaschutzziel kontraproduktive Trend zu vermehrter Kohleverstromung sollte verhindert werden. Hierzu könnte ein grundlegend reformierter Emissionshandel einen wichtigen Beitrag leisten.

Die Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung für die Handlungsfelder Strom, Wärme und Kraftstoffe bzw. Energieeffizienz und erneuerbare Energien erfordern darüber hinaus, dass der größte Einzelbeitrag zur Emissionsminderung durch Effizienzverbesserungen bzw. die Reduktion des Energiebedarfs für Wärme sowie den Ausbau der regenerativen Stromerzeugung geleistet werden muss. Insgesamt müsste die Energieeffizienz dabei einen doppelt so hohen Beitrag erbringen wie die Erneuerbaren.

30. Nach Auffassung der Expertenkommission kommt dem Atomausstieg und der Minderung der Treibhausgasemissionen als den beiden zentralen Oberzielen die entscheidende Bedeutung für den Erfolg der Energiewende zu.

Diese beiden Oberziele sind aber von unterschiedlichem Charakter. Während es bei der mit eindeutigen quantitativen Zielen versehenen Emissionsminderung eher um eine politisch verbindliche Selbstverpflichtung geht, die allerdings erst noch mit konkreten zielführenden Maßnahmen untersetzt werden muss, handelt es sich beim Atomausstieg um einen gesetzlich auch zeitlich eindeutig fixierten Ausstiegspfad.

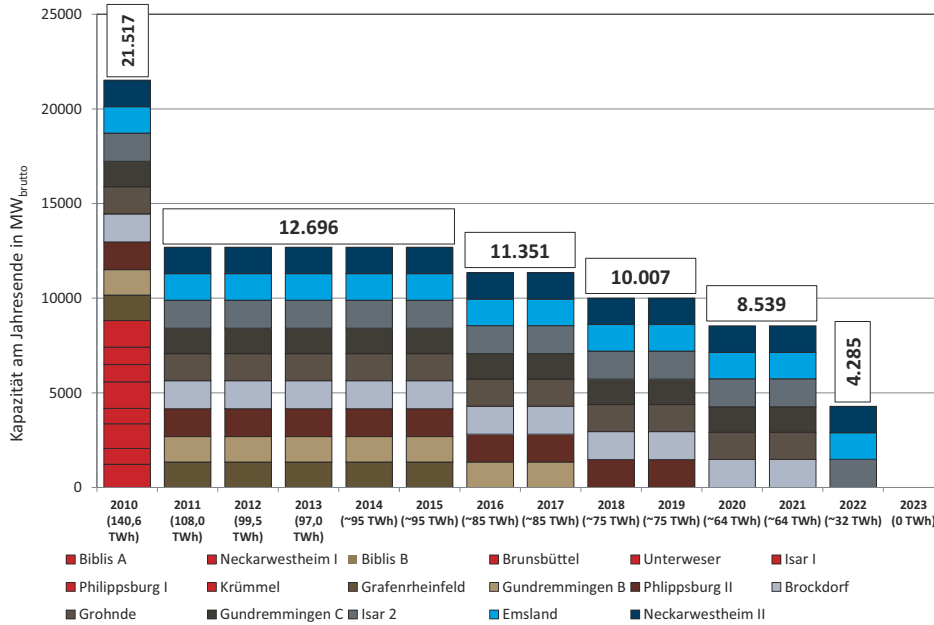
2.1 Zum Atomausstieg

31. Die Umsetzung des vorgesehenen Atomausstieg gilt aufgrund des gesetzlich vorgegebenen Ausstiegspfades (vgl. Abb. 2-1) als hinreichend gesichert. Danach würden im Jahr 2020 noch rund 8.500 MW mit einer Bruttostromerzeugung von größenordnungsmäßig 64 TWh am Netz sein; im letzten Betriebsjahr 2022 wären noch drei Reaktoren mit einer Leistung von knapp 4.300 MW und einer geschätzten Stromerzeugung von 32 TWh in Betrieb.

32. Festzustellen ist, dass der Ausstiegspfad mit unterschiedlichen regionalen Implikationen verbunden ist. Von den bis einschließlich 2015 noch betriebenen 9 Kernkraftwerken mit einer Leistung von 12.696 MW_(brutto) befinden sich allein 6 Kernkraftwerke mit 8.386 MW_(brutto) – also rund zwei Drittel – im süddeutschen Raum. Zur Vermeidung möglicher Friktionen müssen die entsprechenden Ersatzkapazitäten und/oder Übertragungsleitungen möglichst pfadangepasst zur Verfügung stehen. Hier ist die Bundesregierung gefordert entsprechende Maßnahmen zu ergreifen.

33. Die klare Regelung des Ausstiegs ermöglicht ein sehr einfaches Monitoring, weil sich eindeutig feststellen lässt, ob die jeweils vorgegebenen Ausstiegszeitpunkte auch eingehalten worden sind. Dies wird allerdings erst mit der Ende 2015 anstehenden nächsten Stilllegung (Grafenrheinfeld) konkret zu prüfen sein. Aus diesen Gründen konzentriert sich die folgende Diskussion auf die Bewertung der bisherigen Entwicklung der Treibhausgasemissionen.

Abb. 2-1: Ausstiegspfad der Kernkraftwerke in Deutschland

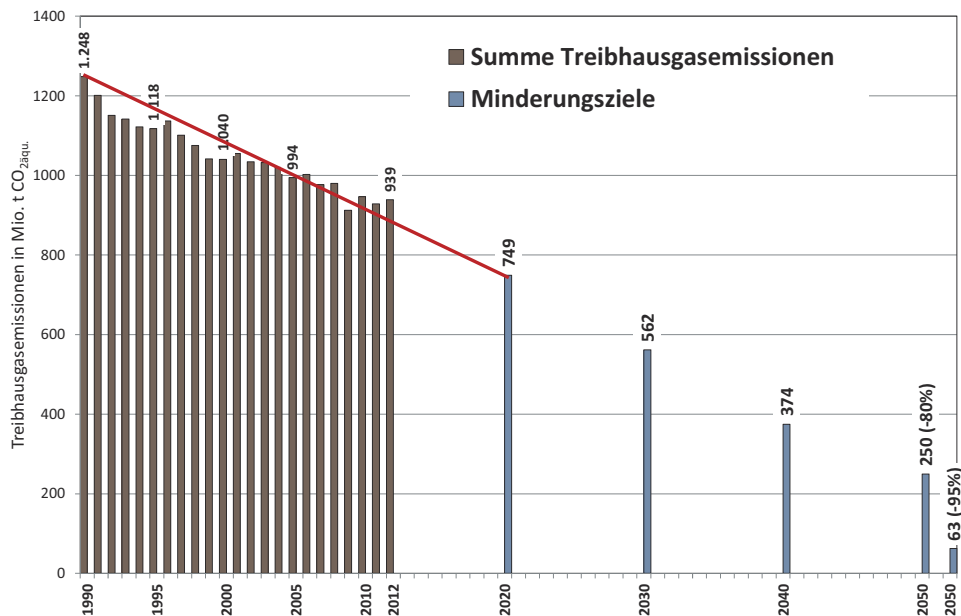


Quelle: Bundestag [2011]

2.2 Rekurs auf Treibhausgasemissionsziele

34. Die neue Bundesregierung hat mit dem Koalitionsvertrag die bestehenden Klimaschutzziele für Deutschland bekräftigt: „Wir halten daran fest, dem Klimaschutz einen zentralen Stellenwert in der Energiepolitik zuzumessen. National wollen wir die Treibhausgas-Emissionen bis 2020 um mindestens 40 % gegenüber dem Stand 1990 reduzieren.“ [KoalIV, 2013]. Bis 2050 ist eine Minderung um 80 bis 95 % vorgesehen. Ausgehend von einem Niveau der Treibhausgasemissionen in Höhe von 1.248 Mio. t CO₂äqu. im Jahr 1990 bedeutet dies für 2020 Treibhausgasemissionen von rund 750 Mio. t CO₂äqu.. 2050 dürften es lediglich noch etwa 250 bis nur wenig mehr als 60 Mio. t CO₂äqu. sein (Abb. 2-2). Gegenüber dem Emissionsniveau im Jahr 2012 in Höhe von 939 Mio. t CO₂äqu. erfordert dies bis 2020 einen weiteren Rückgang um rund ein Fünftel bzw. um etwa 190 Mio. t CO₂äqu. oder – bei linearer Verteilung – um knapp 24 Mio. t CO₂äqu. pro Jahr.

Abb. 2-2: Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland von 1990 bis 2012 sowie Minderungsziele bis 2050



Quelle: Eigene Berechnungen; BMWi/BMU [2010]; UBA [2013a]

35. Gemessen an den Ursprungswerten haben sich die gesamten Treibhausgasemissionen 2012 gegenüber dem Vorjahr um rund 10 Mio. t CO₂äqu. bzw. um etwa 1 % erhöht, wobei die energiebedingten Emissionen sogar um fast 2 % gestiegen sind. Allerdings ist zu beachten, dass 2012 erheblich kühler war als 2011. Dies führt temperaturbereinigt zu einer leichten Emissionsreduktion. Im Vergleich zum Basisjahr 1990 waren die Treibhausgasemissionen insgesamt im Jahr 2012 um rund 25 % niedriger (CO₂-Emissionen: -21,1 %; Nicht-CO₂-Emissionen: -43,2 %); bereinigt ergibt sich ein um etwa einen Prozentpunkt stärkerer Rückgang.

36. Die bisherige Entwicklung der Treibhausgasemissionen wird im Monitoring-Bericht der Bundesregierung auf der Basis der bis 2012 reichenden Nationalen Emissionsinventare beschrieben. Es wäre wünschenswert gewesen, wenn die aktuellste Schätzung des Umweltbundesamtes für das Jahr 2013, die von einer erneuten Erhöhung der Treibhausgasemissionen um 1,2 % bzw. um knapp 12 Mio. t. CO₂äqu. ausgeht, noch in die Überlegungen einbezogen worden wäre. Auch zeigen erste Schätzungen auf der Grundlage der von der Ar-

beitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) vorgelegten vorläufigen Zahlen für den Primärenergieverbrauch für das Jahr 2013, dass es zu einem erneuten Anstieg zumindest der energiebedingten CO₂-Emissionen gekommen sein dürfte. Größenordnungsmäßig könnte es sich dabei um eine Zunahme um etwa 2,5 % oder um etwa 20 Mio. t CO₂ handeln; bereinigt fällt der Zuwachs mit rund 1,5 % oder 12 Mio. t CO₂ etwas geringer aus.

37. Insgesamt lässt die Entwicklung in den vergangenen Jahren den Schluss zu, dass sich die Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland noch nicht auf dem Zielpfad befindet. Auch die Bundesregierung stellt fest, dass mit den bisherigen Maßnahmen offenkundig das Ziel einer Reduktion der Treibhausgasemissionen um 40 % bis 2020 mit einem erwarteten Minus von lediglich 35 % deutlich verfehlt wird. Da die Reduktion der Treibhausgasemissionen ein Oberziel der Energiewende darstellt, ist die im Kapitel 2 des Monitoring-Berichts getroffene Aussage „Die Energiewende kommt voran“ aus Sicht der Expertenkommission in ihrer Allgemeinheit durchaus diskussionswürdig.

38. Mit Blick auf die einzelnen Treibhausgase sind dafür vor allem die CO₂-Emissionen verantwortlich, während es in der Summe der Nicht-CO₂-Emissionen in den vergangenen Jahren meist zu einem deutlichen Rückgang gekommen ist. Unter sektoralen Aspekten ist festzustellen, dass es praktisch keinen Bereich gibt, in dem es eine nachhaltige Tendenz zu einer zielkonformen Emissionsminderung gibt. Für den Stromsektor zeichnet sich eher eine Erhöhung ab und in der Industrie wie im Verkehr stagnieren die Emissionen. Selbst im Haushaltsbereich zeigt der Trend nicht eindeutig nach unten.

39. Besonders kritisch ist die Situation im Strombereich zu sehen. Bei der öffentlichen Strom- und Wärmeerzeugung sind die CO₂-Emissionen deutlich gestiegen. Im Jahr 2012 waren sie hier um rund 16 Mio. t oder um fast 5 % höher als 2011 (Tab. 2-1). Zu den Gründen für diesen Anstieg gehört die Ausweitung der Stromerzeugung (+2,7 %). Hinzu kommt eine strukturelle Verschiebung der zur Stromerzeugung eingesetzten Brennstoffe zugunsten der besonders emissionsintensiven Braunkohle (+7,1 %) und der Steinkohle (+3,6 %), während die Verstromung des weniger emissionsintensiven Erdgases um rund 11 % abnahm. Gleichzeitig ging auch die Stromerzeugung der bei der Nutzung praktisch emissionsfreien Kernenergie um fast 8 % zurück. Die emissionssteigernden Wirkungen dieser Veränderungen in der Struktur der Strom-

erzeugung konnten durch den kräftigen Zuwachs der erneuerbaren Energien (+16 %) zwar spürbar gemindert werden, sie waren aber nicht in der Lage, im Ergebnis eine Reduktion der stromerzeugungsbedingten CO₂-Emission zu bewirken. Nach ersten Schätzungen veränderte sich zwar das Niveau der Stromerzeugung im Jahr 2013 kaum, erneut legte aber die Stromerzeugung auf Steinkohlenbasis mit 6,5 % zu, während die Erdgasverstromung mit beinahe 13 % sogar noch stärker als im Vorjahr abnahm. Gleichzeitig fiel der Anstieg der Stromerzeugung bei den erneuerbaren Energien im Vergleich zum Vorjahr spürbar schwächer aus (+5,8 %), doch konnte dadurch die Minderung der Atomstromerzeugung (-2,2 %) deutlich überkompensiert werden (Tab. 2-2). Erwähnt sei aber, dass die Veränderungen bei der Struktur der Stromerzeugung nicht unmittelbar mit entsprechenden Veränderungen bei den daraus resultierenden CO₂-Emissionen gleichgesetzt werden kann. Vielmehr zeigt gerade das Beispiel Braunkohle, dass hier die im Jahr 2013 (leicht) gestiegene Stromerzeugung aufgrund von Effizienzsteigerungen im Kraftwerkspark mit einem geringeren Braunkohleneinsatz einherging.

Tab. 2-1: Treibhausgasemissionen in Deutschland 1990 sowie von 2008 bis 2012 nach Sektoren in der IPCC-Systematik

	1990	2008	2009	2010	2011	2012	2009/ 2008	2010/ 2009	2011/ 2010	2012/ 2011	2012/ 1990	2008/ 2012
Ursprungswerte		Ursprungswerte in Mio. t CO₂äquiv.					Veränderungen gegenüber Vorjahr in %				Veränderung p.a. in %	
Energiebedingte CO ₂ -Emissionen	980	793	737	775	756	768	-7,1	5,2	-2,5	1,6	-1,1	-0,8
darunter:												
Öffentl. Strom- und Wärmeerzeugung	339	327	305	317	314	330	-6,5	3,7	-0,8	4,8	-0,1	0,2
Übriger Energiesektor*	86	40	36	37	37	32	-8,8	2,6	-0,6	-13,9	-4,4	-5,4
Summe Endenergiesektoren	554	427	395	421	404	407	-7,4	6,5	-4,0	0,6	-1,4	-1,2
Industrie	176	117	99	115	117	114	-15,3	16,2	1,2	-2,1	-1,9	-0,6
GHD (inkl. Militär-stationär)	87	50	45	47	43	46	-9,6	4,9	-9,0	6,2	-2,9	-2,2
Verkehr	162	153	153	153	155	154	-0,3	0,5	1,3	-1,0	-0,2	0,1
Haushalte	129	107	99	106	90	93	-7,7	7,0	-15,1	4,2	-1,5	-3,4
Prozessbedingte CO ₂ -Emissionen**)	62	58	49	54	55	54	-16,4	11,0	1,2	-1,6	-0,7	-2,0
Summe CO ₂ -Emissionen	1042	851	786	829	810	822	-7,7	5,6	-2,3	1,4	-1,1	-0,9
Emissionshandelspflichtige Anlagen***)	xxx	473	428	455	450	453	-9,4	6,2	-1,0	0,5	xxx	-1,1
Sonstige Anlagen	xxx	379	357	375	360	369	-5,6	4,8	-3,8	2,5	xxx	-0,6
Nicht-CO ₂ -Emissionen	206	129	128	117	118	117	-1,3	-7,9	0,8	-1,2	-2,5	-2,4
Summe Treibhausgasemissionen	1248	980	913	947	929	939	-6,9	3,7	-1,9	1,1	-1,3	-1,1
Anteil der emissionshandelspflichtigen Anlagen an den gesamten Treibhausgasemissionen in %	xxx	48	47	48	48	48						
Bereinigte Werte		Bereinigte Werte in Mio. t CO₂äquiv.					Veränderungen gegenüber Vorjahr in %				Veränderung p.a. in %	
Energiebedingte CO ₂ -Emissionen	999	799	748	765	772	771	-6,5	2,3	1,0	-0,2	-1,2	-0,9
Prozessbedingte CO ₂ -Emissionen	62	58	49	54	55	54	-16,4	11,0	1,2	-1,6	-0,7	-2,0
Summe CO ₂ -Emissionen	1062	858	796	819	827	824	-7,1	2,8	1,0	-0,3	-1,1	-1,0
Nicht-CO ₂ -Emissionen	206	129	128	117	118	117	-1,3	-7,9	0,8	-1,2	-2,5	-2,4
Summe Treibhausgasemissionen	1268	987	924	936	945	941	-6,4	1,3	1,0	-0,4	-1,3	-1,2

*) Einschl. flüchtige Emissionen aus Brennstoffen.- **) Einschl. "Solvent and Other Product Use".-
 ***) bis 2011 geprüfte Berichte; 2012 Erstmeldung bis 31.03. des Folgejahres.

Quelle: Eigene Berechnungen; UBA [2013a]

40. Zu diesen strukturellen – emissionsseitig ungünstigen – Änderungen im Strommix hat die attraktive Konkurrenzposition der Kohlekraftwerke beigetragen, die sich einerseits aus den sehr niedrigen CO₂-Zertifikatspreisen im Rahmen des europäischen Emissionshandels und geringen Brennstoffkosten sowie andererseits aus hohen europäischen Erdgaspreisen herausgebildet haben.

Tab. 2-2: Bruttostromerzeugung in Deutschland 2011 bis 2013 nach eingesetzten Energieträgern

	2008	2011	2012*	2013*	2008/ 2013*	2011/ 2012*	2012/ 2013*	2008	2013*
	Bruttostromerzeugung in Mrd. kWh				Veränderungen in %/a			Struktur in %	
Braunkohle	150,6	150,1	160,7	162,0	1,5	7,1	0,8	23,5	25,6
Erneuerbare	93,2	123,8	143,5	151,7	10,2	15,9	5,8	14,6	23,9
Steinkohle	124,6	112,4	116,4	124,0	-0,1	3,6	6,5	19,4	19,6
Kernenergie	148,8	108,0	99,5	97,3	-8,1	-7,8	-2,2	23,2	15,4
Erdgas	89,1	86,1	76,4	66,8	-5,6	-11,3	-12,6	13,9	10,5
Mineralöl	9,7	7,2	7,6	6,4	-7,9	6,2	-15,8	1,5	1,0
Sonstige	24,7	25,6	25,7	25,4	0,6	0,5	-1,2	3,9	4,0
Insgesamt	640,7	613,1	629,8	633,6	-0,2	2,7	0,6	100,0	100,0
Bruttostromverbrauch	618,2	606,7	606,7	599,8	-0,6	0,0	-1,1		
*) vorläufig									

Quelle: AGEB [2014]

41. Vor diesem Hintergrund ist unter den getroffenen Annahmen die Folgerung zu ziehen, dass sich die Emissionsentwicklung in den Jahren 2012 wie 2013 nicht auf dem Zielpfad befindet. Immerhin hat Deutschland aber seine Ziele für die zweite Handelsperiode 2008 bis 2012 im Rahmen des europäischen Emissionshandels deutlich übererfüllt: Statt der zugesagten Minderung um rund 21 % wurde im Mittel dieser Handelsperiode sogar eine Emissionsreduktion um rund 25 % erreicht.

42. Eine fortgesetzte Entwicklung der skizzierten Konkurrenzverhältnisse zugunsten der Kohle und zu Lasten des vergleichsweise emissionsverträglichen Erdgases dürfte im Zusammenhang mit den in den kommenden Jahren sukzessiven Stilllegungen der Kernkraftwerke die CO₂-Emissionsminderung erschweren. Auch deshalb besteht die Gefahr, dass das angestrebte Ziel der Emissionsminderung um 40 % bis 2020 deutlich verfehlt wird. Insoweit teilt die Expertenkommission auch die Auffassung der Bundesregierung, die in ihrem zweiten Monitoring-Bericht hervorhebt, dass ohne zusätzliche gegensteuernden

de Maßnahmen wohl nur eine Minderung der Treibhausgasemissionen um bis zu 35 % erreicht werden kann.

43. Interessant ist, dass die CO₂-Emissionen der emissionshandelspflichtigen Anlagen im Jahr 2012 um 4,2 % niedriger waren als 2008, während diejenigen in den übrigen Bereichen in der Summe nur um 2,5 % reduziert wurden. Von Bedeutung für den Klimaschutzpolitischen Handlungsspielraum Deutschlands ist auch die Tatsache, dass hier beinahe die Hälfte aller Treibhausgasemissionen über den europaweiten Emissionshandel reguliert wird, so dass einer nationalen Beeinflussung enge Grenzen gesetzt sind. Nach Auffassung der Expertenkommission heißt dies aber zugleich, dass die Bundesregierung ihre Aktivitäten verstärkt auf die strukturelle Reform des europäischen Emissionshandels ausrichten sollte. Unabhängig davon besteht vor allem die Notwendigkeit, in den nicht-emissionshandelspflichtigen Bereichen weitere Fortschritte der Emissionsminderung durchzusetzen.

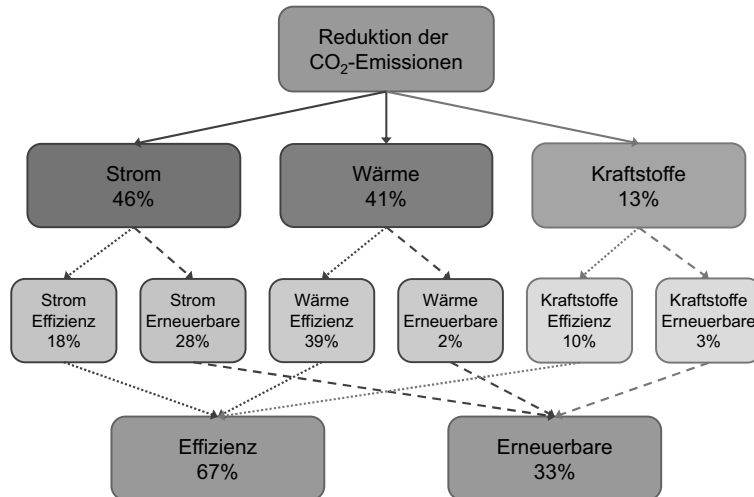
2.3 Beiträge der Handlungsfelder zur Reduktion der energiebedingten CO₂-Emissionen

44. Vor dem Hintergrund der Klimaschutzpolitischen Ziele der Bundesregierung soll im Folgenden das bestehende Zielbündel in Bezug auf die angestrebte Klimaschutzwirkung diskutiert werden. Dabei sei daran erinnert, dass der Beschluss zum Atomausstieg erst nach der Verabschiedung des Energiekonzeptes getroffen wurde. Dementsprechend muss der CO₂-entlastende Beitrag der wegfallenden Stromerzeugung aus Kernenergie durch Erfolge in anderen Bereichen kompensiert werden.² Die Ziele des Energiekonzeptes von 2010 und

² Die absolute Höhe dieser Kompensation folgt aus der für das Jahr 2020 zu erwartenden Stromerzeugung aus Kernenergie und dem anzusetzenden CO₂-Substitutionsfaktor. Entsprechend der im Atomgesetz festgelegten Fristen für die Betriebsgenehmigungen wird sich die Stromerzeugung aus Kernenergie gegenüber dem Jahr 2010 auf etwa 70 TWh halbieren. Die Höhe des Substitutionsfaktors hängt prinzipiell von verschiedenen Konstellationen ab: der Reduktion der Stromnachfrage, der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und der Substitution durch fossile Energieträger. Hier würde Kernenergie im ungünstigsten Fall durch Braunkohle(kondensations)strom ersetzt, was zu CO₂-Emissionen von gut 60 Mio. t führen dürfte. Sehr viel günstiger - unabhängig von der aktuellen Wettbewerbssituation - würde sich die Bilanz für Strom aus Erdgas-GuD-Kraftwerken darstellen, die mit etwa 25 Mio. t CO₂ verbunden wäre (entsprechend 12 % bezogen auf die gesamte CO₂-Minderung bis 2020), wobei

die angestrebte Treibhausgasminderung sind allerdings mit dem jetzt fixierten Atomausstieg vereinbar, wengleich die „puffernde“ Wirkung der Kernenergie bei Zielverfehlungen nunmehr fehlt.³

Abb. 2-3: Reduktion der energiebedingten CO₂-Emissionen nach Handlungsfeldern für den Zeitraum 2010 bis 2020



Quelle: Eigene Berechnung auf Basis der Ziele des Energiekonzepts

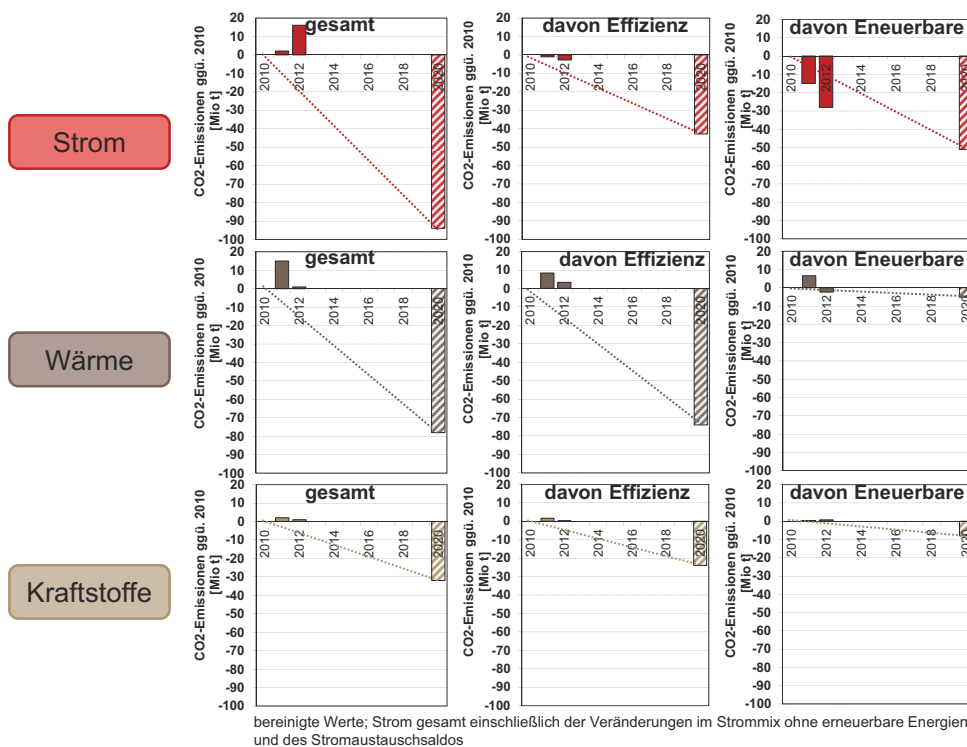
45. Das Klimaschutzziel für Deutschland bedeutet für die energiebedingten CO₂-Emissionen im Jahr 2020 ein Niveau von etwa 550 Mio. t. Dem stehen als Ausgangsbasis die um Temperatureffekte etc. bereinigten Emissionen von 765 Mio. t CO₂ gegenüber (Ursprungswert 2010: 775 Mio. t). Für die Reduktion um gut 200 Mio. t CO₂ zeigt Abb. 2-3 anhand des Zielkatalogs des Energiekon-

eine deutliche Verbesserung der Klimabilanz durch den Betrieb der Anlagen in Kraft-Wärme-Kopplung möglich wäre.

³ Dazu sei erwähnt, dass im Zentrum des Integrierten Energie- und Klimaprogramms der letzten großen Koalition aus dem Jahr 2007 ebenfalls eine Treibhausgasminderung um 40 % stand; seinerzeit vor dem Hintergrund der Atomrechtsnovelle von 2002, mit der über die Festlegung von Restlaufzeiten der Kernkraftwerke der Atomausstieg bis etwa zum Jahr 2021 vollzogen werden sollte [IEKP, 2007a, 2007b]. Insofern sind die Ziele des Energiekonzepts heute nicht grundsätzlich ambitionierter als damals, selbst wenn einschränkend darauf hinzuweisen ist, dass das 40 %-Ziel für Deutschland im Jahr 2007 unter den Vorbehalt gestellt wurde, dass sich die Europäische Union auf eine Treibhausgasminderung von 30 % bis 2020 gegenüber 1990 verpflichtet.

zepts eine Abschätzung der Beiträge der Handlungsfelder Strom, Wärme und Kraftstoffe bzw. Energieeffizienz und erneuerbare Energien (vgl. auch die Stellungnahme der Expertenkommission zum ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung vom Dezember 2012 [EWK, 2012]). Der größte Einzelbeitrag entfällt danach auf die Effizienz bzw. die Reduktion des Energiebedarfs für Wärme sowie den Ausbau der regenerativen Stromerzeugung. Insgesamt müsste somit die Energieeffizienz einen doppelt so hohen Beitrag leisten wie die Erneuerbaren.

Abb. 2-4: Reduktion der energiebedingten CO₂-Emissionen nach Handlungsfeldern für den Zeitraum 2010-2012 und Orientierungswerte für 2020



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis der Ziele des Energiekonzepts nach der Systematik der Emissionsinventare

46. Welche Anstrengungen durch die Erneuerbaren und durch Effizienz erreicht werden müssen, ist in Abb. 2-4 dargestellt. Für den Stromsektor zeigt sich die bereits oben beschriebene Zunahme der Emissionen vor allem im Jahr 2012 durch die Zunahme der Kohleverstromung. In der Bilanz dazu ist auch die

CO₂-Substitution durch die regenerative Stromerzeugung nach den Angaben des Bundesumweltministeriums [BMU, 2013a] ausgewiesen, die sich an den Emissionen einer kontrafaktischen Entwicklung orientiert, bei der die wegfallende Kernenergie ausschließlich durch fossile Energieträger ersetzt worden wäre [Fraunhofer ISI, 2013]. Daraus folgt, dass die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung ohne den Ausbau der erneuerbaren Energien noch einmal zusätzlich um mehr als 20 Mio. t über dem Niveau von 2010 gelegen hätten. Für die Bereiche Wärme und Kraftstoffe spielen strukturelle Änderungen im Energiemix eine untergeordnete Rolle. Allerdings bewegen sich die Trends auch hier deutlich in die falsche Richtung, weil praktisch keine Effizienzfortschritte erzielt wurden und die Entwicklung der regenerativen Kraftstoffe stagniert.

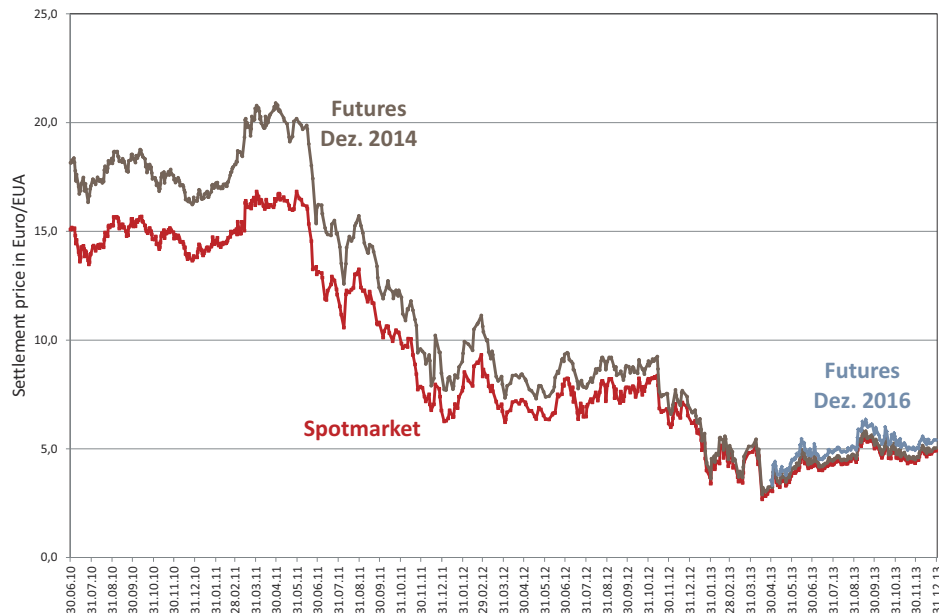
47. Aus der hier skizzierten Betrachtung folgt, dass derzeit lediglich die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in nennenswertem Umfang zur Senkung der gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen beiträgt bzw. vermeidet, dass der bisherige CO₂-Anstieg in Deutschland noch deutlich höher ausfällt. Dies ist auch perspektivisch von Bedeutung, wenn über eine Anpassung der Ausbaudynamik der Regenerativen im Strommarkt diskutiert wird. Einerseits, weil bis zum Jahr 2020 gegenüber 2013 weitere 33 TWh und bis 2023 noch einmal zusätzlich 64 TWh Strom aus Kernenergie ersetzt werden müssen. Zum Anderen, weil sich insgesamt die Gewichte mit Blick auf die langfristigen Klimaschutzziele in dem Maße zugunsten eines beschleunigten Ausbaus der erneuerbaren Energien verschieben müssen, wie es nicht gelingt, Klimaschutzziele durch die Senkung des Energieverbrauchs insbesondere im Wärme- und Verkehrsbereich zu mobilisieren.

48. Wie die Stellungnahme der Expertenkommission zum ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung zeigt, sind jedoch die gegenseitigen Kompensationsmöglichkeiten zwischen Effizienz und erneuerbaren Energien sowohl innerhalb der einzelnen Sektoren als auch zwischen den Sektoren in Bezug auf die CO₂-Emissionen begrenzt. Daher muss die neue Bundesregierung die entsprechenden Rahmenbedingungen schaffen und zudem darstellen, wie die Reduktion der Treibhausgase innerhalb von nicht mehr zehn, sondern nur noch sieben Jahren erreicht werden soll.

2.4 Zur Rolle des europäischen Emissionshandels

49. Die oben angesprochenen, Klimaschutzpolitisch negativ zu wertenden Verschiebungen in der Struktur der Stromerzeugung zugunsten der zunehmend verwendeten Stein- und Braunkohlen werden nicht zuletzt vom gegenwärtigen „Zustand“ des europäischen Emissionshandels begünstigt. Mit dem Jahr 2012 endete die zweite Handelsperiode (2008 bis 2012) des europäischen Emissionshandels. Ebenso wie in Deutschland wurden die Emissionsminderungsziele in dieser Periode auch in der EU als Ganzes erreicht. Allerdings haben sich mit dem Übergang zur dritten Handelsperiode (2013 bis 2020) die klimapolitischen Rahmenbedingungen deutlich verschlechtert. Maßgeblich dafür ist insbesondere der kräftige Verfall der Zertifikatspreise mit den daraus folgenden reduzierten – wenn nicht gar inzwischen unwirksam gewordenen – Anreizen zum Klimaschutz. Während zu Beginn der zweiten Handelsperiode im Jahr 2008 die Zertifikatspreise noch nahe an 30 Euro/t CO₂ reichten, kam es im Anschluss zu einem mehr oder weniger stetigen Preisverfall auf ein vergleichsweise stabiles Preisniveau von etwa 15 Euro/t CO₂ im Zeitraum von Mitte 2009 bis Mitte 2011. Der zwischenzeitliche Höhepunkt wurde Ende Mai 2011 mit 16,83 Euro/t CO₂ erreicht. Zwar schienen die Emissionsziele („caps“) für die zweite Handelsperiode (2008-2012) mit einem Minus von rund 6,5 % gegenüber der ersten Handelsperiode wesentlich ambitionierter, so dass höhere Knappheitssignale erwartet worden waren. Doch als Folge eines erheblichen Überangebots an Emissionsrechten sank der Zertifikatspreis auf unter 5 Euro/t CO₂. Bemerkenswert ist überdies, dass sich zunehmend die Differenz zwischen den Preisen auf dem Spotmarkt und auf dem Terminmarkt seit 2010 drastisch verkleinert haben und Ende 2013 kaum noch signifikant sind (vgl. Abb. 2-5). Interessant ist ebenso die Tatsache, dass die Differenzen der Futures für Lieferzeitpunkte Dezember 2014 und Dezember 2016 kaum noch ins Gewicht fallen. Offensichtlich wird von den Marktteilnehmern auf absehbare Zeit auch keine wesentliche Steigerung der Zertifikatspreise mehr erwartet.

Abb. 2-5 CO₂-Zertifikatspreise von 2010 bis 2013 auf dem Spot- und Terminmarkt für Lieferungen im Dezember 2014 und 2016



Quelle: EEX [2014]

50. Für diese Entwicklung sind die hohen Überschüsse in der dritten Handelsperiode ursächlich, die auf ein Volumen von beinahe zwei Milliarden Emissionsrechten veranschlagt werden [EU-Kommission, 2014a]. Dafür gibt es vor allem die folgenden vier Gründe:

- Die ökonomische Krise in den Jahren 2008/2009 mit einem unerwartet starken Rückgang des realen Bruttoinlandsproduktes (um rund 4 % in der EU-27 bzw. sogar 5 % in Deutschland) mit der Folge eines sinkenden Energieverbrauchs und rückläufiger Emissionen. Die in diesen Jahren nicht benötigten Emissionsrechte drücken heute auf den Marktpreis.
- Die Nutzung von Kompensationsmaßnahmen (sog. „carbon offsets“), insbesondere von Emissionsrechten aus Projekten des Clean Development Mechanism (CDM), womit Emissionsminderungen in Entwicklungs- und Schwellenländern durch entsprechende Maßnahmen den emissionshandlungspflichtigen Unternehmen in Europa zugerechnet werden können.

- Hinzu kommen die Auswirkungen anderer Instrumente, vor allem Maßnahmen zur Förderung erneuerbarer Energien und der Energieeffizienz, die auch die Emissionen aus dem Emissionshandelssektor gemindert haben.
- Die für den Zeitraum 2008 bis 2012 nicht benötigten Projektgutschriften, also Zertifikate aus Projekten im Clean Development Mechanism (CER) oder Joint Implementation (ERU) Diese dürfen in die dritte Handelsperiode bis 2020 übertragen werden.⁴

51. Mit dem Übertragen der auf europäischer Ebene sehr hohen Überschussmengen auf die dritte Handelsperiode wurden die Anreize zur Emissionsminderung für die am Emissionshandel beteiligten Anlagen ausgehöhlt. Zwar ist sichergestellt, dass die Emissionsziele für 2020 voraussichtlich erfüllt werden, doch ist dies primär eine Folge der aus der Vorperiode übernommenen Überschüsse, nicht aber der endogenen Verknappung der Zertifikate. Der Emissionshandel gerät daher in Gefahr, klimapolitisch wirkungslos zu werden. Weder werden Anreize für die am Emissionshandel beteiligten Bereiche zur Emissionsminderung gegeben, noch geht von den resultierenden Zertifikatspreisen ein Anreiz zu Investitionen bspw. zur Verbesserung der Energieeffizienz aus. Die Gefahr einer Diskreditierung dieses effizienten marktwirtschaftlichen Systems ist unübersehbar.

52. Daher hat die EU-Kommission schon im November 2012 Vorschläge zur strukturellen Reform des europäischen Emissionshandelssystems vorgelegt:

- Anhebung des Emissionsminderungsziels der EU von 20 auf 30 % im Jahr 2020.
- Permanente Rücknahme einer bestimmten Zahl an Emissionsrechten in der dritten Phase.
- Anhebung der jährlichen Reduktionsrate von derzeit 1,74 %.

⁴ Die Gesamtmenge der Projektgutschriften (CER/ERU), die für Anlagen in Deutschland in der zweiten Handelsperiode genutzt werden dürfen, ist auf rund 435 Millionen beschränkt. Hier von wurden bis Ende April 2013 insgesamt rund 302 Millionen Projektgutschriften abgegeben. [DEHSt, 2013]. Somit können bis zum Jahr 2020 noch Projektgutschriften in einer Größenordnung von 133 Millionen auf die dritte Handelsperiode bis 2020 übertragen werden.

- Einbeziehung weiterer Bereiche in den Emissionshandel bei Beibehaltung der Gesamtzahl an Emissionsrechten.
- Begrenzung des Zugangs zu internationalen Offsets (CDM u.Ä.).
- Einführung eines Preismanagement-Mechanismus etwa in Form einer Reserve zur Preissteuerung.

Letztlich geht es auch darum, einen Automatismus zu entwickeln, der unmittelbare Anpassungen etwa bei den Zuteilungen bzw. beim Mengenziel oder bei den Reduktionsraten vornimmt, sofern es bei zuvor definierten emissionsbestimmenden Faktoren zu unerwartet starken Ausschlägen über eine vorgegebene Bandbreite hinaus kommt. Dieser Mechanismus ist allen am Emissionshandel beteiligten Wirtschaftssubjekten ex-ante bekannt und vermeidet insofern weitgehend die ansonsten mit ex-post Anpassungen verbundenen Probleme.

53. Die Bundesregierung weist mit Recht darauf hin, dass der Emissionshandel „das zentrale Klimaschutzinstrument für den Energie- und Industriesektor in Europa“ ist. Aus Sicht der Expertenkommission wäre es aber wünschenswert gewesen, wenn sich die Bundesregierung auch konkret zu den strukturellen Reformvorschlägen der Kommission geäußert hätte. Zudem sieht die Expertenkommission die Notwendigkeit, aktiv an dem dazu notwendigen Strukturwandel mitzuwirken. Dies wäre umso wichtiger, als in Deutschland fast die Hälfte aller Treibhausgasemissionen unter dem Regime des europäischen Emissionshandels steht.

54. Beschlossen ist inzwischen der Vorschlag der EU-Kommission, Zertifikate in größerem Umfang kurzfristig vom Markt zu nehmen und zum Ende der dritten Handelsperiode aber wieder zurückzugeben. Dieses sog. „Backloading“ hat auch im Europäischen Parlament eine Mehrheit gefunden, doch dürfte die Wirkung aus folgenden Gründen begrenzt bleiben [de Perthuis und Tritignon 2013]:

- Die zeitliche Verschiebung der angebotenen Menge an Zertifikaten wird von den Teilnehmern antizipiert, womit sich am Preisniveau der Zertifikate wenig ändert.
- Die Teilnehmer reagieren auf die kurzfristig niedrigeren Mengen mit höheren Zertifikatspreisen, doch wenn die zurückgehaltenen

Mengen später auf den Markt kommen, wird der Preis dann noch tiefer als ohne „Backloading“ sein.

55. Deutschland hat sich mit einer Emissionsreduktion von minus 40 % bis zum Jahr 2020 ein nationales Emissionsziel gesetzt, das weit über das mit der EU abgestimmte Ziel (-20 % bis zum Jahr 2020) hinausgeht. Entsprechend müsste die Bundesregierung daher - auch im Hinblick auf ihre internationale Glaubwürdigkeit - alles versuchen, um auf europäischer Ebene die Klimaschutzziele zu verschärfen und dabei auch die Wirksamkeit des Emissionshandels zu verbessern.

56. Dabei leitet sich die spezifische Bedeutung des Emissionshandels für Deutschland auch aus der Tatsache ab, dass damit ein Bereich erfasst wird, der nahezu die Hälfte der gesamten Treibhausgasemissionen in Deutschland umfasst. Dieser Bereich untersteht unmittelbar der europäischen Mengenregulierung und den auf EU-Ebene vereinbarten Mengenzielen. Wenn die in Deutschland dem Emissionshandel unterworfenen Anlagen ihre Emissionen nicht über das derzeitige europäische Mengenziel hinaus reduzieren, müssten die Emissionen in den nicht vom Emissionshandel betroffenen Sektoren in Deutschland weitaus stärker als die bisher vereinbarte Minderung von 14 % gegenüber dem Jahr 2005 zurückgehen, wenn das nationale Emissionsminderungsziel noch erreicht werden soll. Es liegt deshalb im Interesse der Erreichung der Energiewende-Ziele, auf EU-Ebene mit Nachdruck auf eine Verschärfung der Mengenzielen hinzuwirken.

57. Die Expertenkommission begrüßt in diesem Zusammenhang ausdrücklich das von den zuständigen Ministern der sechs größten Volkswirtschaften der EU an die EU-Kommission gerichtete Schreiben mit der Forderung nach einem „domestic EU 2030 greenhouse gas emission reduction target of at least 40 %“ [BReg, 2014a]. An ein solches Mindest-Ziel für 2030 wären dann natürlich die Mengen im Rahmen des europäischen Emissionshandels entsprechend anzupassen. Allerdings ist anzumerken, dass selbst ein solches ambitioniert erscheinendes Reduktionsziel für 2030 nicht unbedingt als pfadgerecht im Hinblick auf das vom Europäischen Rat verfolgte Ziel der Emissionsminderung von 80 bis 95 % bis 2050 angesehen werden kann. Müsste doch die Reduktionsrate von 40 % über einen Zeitraum von 40 Jahren (1990 bis 2030) nun noch einmal in nur 20 Jahren (2030 bis 2050) verwirklicht werden.

58. Mit den von der EU-Kommission im Klima- und Energiepaket 2030 vom 22.01.2014 vorgelegten Plänen [EU-Kommission, 2014b], das 40 %-Minderungsziel für 2030 bezogen auf interne Minderungen festzulegen, ab 2021 keine internationalen Projektgutschriften zuzulassen, das Minderungsziel für die emissionshandelspflichtigen Anlagen auf 43 % sowie den linearen jährlichen Kürzungsfaktor von 1,74 % auf 2,2 % anzuheben und schließlich auch eine Marktstabilisierungsreserve einzuführen sowie einen Mechanismus zur Glättung des Angebots beim Übergang zwischen zwei Perioden zu etablieren, sind wichtige Ansatzpunkte für eine Wiederbelebung des Emissionshandels gesetzt worden, die es aktiv zu begleiten gilt.

59. Die Zahlen des Jahres 2012 wie die Schätzungen für 2013 lassen die Schwierigkeiten der Realisierung der ehrgeizigen CO₂-Reduktionsziele des Energiekonzeptes unter der Nebenbedingung des Kernenergieausstieges erkennen. Die Energiewende-Beschlüsse der Jahre 2010 und 2011 sollten unter anderem den energiewirtschaftlichen Akteuren in Deutschland in mittel- und langfristiger Perspektive Planungssicherheit geben. Eine Planungssicherheit gibt es jedoch nicht, wenn die deutsche Energiepolitik keine Reaktionen auf das Auseinanderlaufen zwischen den Emissionszielen und der effektiven Emissionsentwicklung zeigt.

3 Initiativen im Bereich der Energieeffizienz

Das Wichtigste in Kürze

Zusammen mit den erneuerbaren Energien gehört die Energieeffizienz zu den strategischen Elementen zur Erreichung der Klimaschutzziele. Die Expertenkommission begrüßt in diesem Zusammenhang die klar positive Bewertung der Energieeffizienz im Koalitionsvertrag, wenngleich eine Konkretisierung der zur Umsetzung vorgesehenen Maßnahmen und deren Finanzierungsbasis ausstehen. Hier sehen wir erheblichen Konkretisierungsbedarf, der allerdings auch im vorliegenden Monitoring-Bericht noch nicht geleistet worden ist.

Zwar gibt es in Deutschland schon seit vielen Jahren zahlreiche Maßnahmen, die zur Steigerung der Energieeffizienz beitragen sollen. Gleichwohl verlief die Verbesserung der Energieeffizienz eher verhalten. Dies gilt für die gesamtwirtschaftliche Ebene ebenso wie für die Entwicklungen in den einzelnen Endenergiesektoren. Vor diesem Hintergrund ist aus Sicht der Expertenkommission festzustellen, dass die bisherige Entwicklung der Energieeffizienz hinter den zur Zielerreichung notwendigen Steigerungsraten zurückbleibt.

Erkennbar ist auch, dass die bisher ergriffenen und im Monitoring-Bericht genannten Maßnahmen nicht die für den Erfolg der Energiewende erforderlichen Wirkungen erwarten lassen. Es besteht also nach wie vor Handlungsbedarf. Die höchste Priorität sollten Effizienzmaßnahmen im Gebäudebereich haben. Der Verkehrsbereich ist wichtig, auch wenn der Handlungsspielraum der Bundesregierung durch europäische Festlegungen fahrzeugtechnischer Parameter eingeschränkt ist. Neben der Aufgabe auf den europäischen Entscheidungsprozess im Interesse der Energiewende-Ziele Einfluss zu nehmen, bleiben die infrastrukturellen Rahmenbedingungen von großer Bedeutung. Da die Energiewirtschaft und große Teile der Industrie über den Emissionshandel primär europaweiter Regulierung unterliegen, spielt die geforderte strukturelle Reform des Emissionshandels eine wichtige Rolle.

Die Expertenkommission begrüßt das im Koalitionsvertrag vereinbarte regelmäßige Effizienzmonitoring der Bundesregierung. Dabei sollten auch die Wirksamkeit der zur Verbesserung der Energieeffizienz ergriffenen Maßnahmen untersucht und mögliche Rebound-Effekte betrachtet werden.

60. Spätestens seit der ersten Ölpreiskrise 1973/1974 wurden in Deutschland zahlreiche Maßnahmen ergriffen, die zur Steigerung der Energieeffizienz beitragen sollen. Dazu zählte die Bundesregierung in ihrem Monitoring-Bericht vor allem standardsetzende, ordnungsrechtliche Maßnahmen (z.B. Energieeinsparverordnung, Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz), Maßnahmen zur Investitionsförderung (z.B. KfW-Förderprogramme für den Gebäudebereich, Mittelstandinitiative), preisimpulssetzende Maßnahmen (z.B. Energie- und Stromsteuer, Kraftfahrzeugsteuer) sowie Beratungs- und Kennzeichnungsprogramme (z.B. KfW- oder BAFA-Beratung, Nationale Klimaschutzinitiative, Kennzeichnungspflicht für energierelevante Produkte). Zu erwähnen ist auch die im Rahmen der Energieeffizienzrichtlinie der EU (Richtlinie 2012/27/EU) erstellte Liste der im 2. Nationalen Energieeffizienz-Aktionsplan (2. NEEAP) der Bundesrepublik Deutschland aufgeführten 89 Maßnahmen unterschiedlichster Wirkungen [BMW, 2011a].

61. Die bisher ergriffenen Maßnahmen zeigen gewisse effizienzsteigernde Wirkungen. Allerdings dürften diese nicht den anspruchsvollen Zielen der Energiewende genügen. Die folgenden Überlegungen zur Entwicklung der Energieeffizienz in Deutschland lassen dazu auf Grundlage der Diskussion von Effizienzindikatoren auf der Makroebene wie auf der sektoralen Ebene erste Schlüsse zu. Aussagen zu den notwendigen Maßnahmen und deren Beiträge zur Zielerreichung sind nicht Gegenstand des diesjährigen Monitoring-Berichts und dieser Stellungnahme, sondern werden vertieft erst in dem für Ende 2014 vorgesehenen Fortschrittsbericht sowie später regelmäßig in dem vorgesehenen Energieeffizienzmonitoring zu treffen sein. Dafür sollte noch ein eigenständiges methodisches Konzept entwickelt werden, das neben einer erweiterten Indikatorik insbesondere auch auf die Abschätzung maßnahmenorientierter Effizienzwirkungen abstellt.

62. Die Expertenkommission begrüßt es, dass im Monitoring-Bericht die Energieeffizienz als „ein Schlüsselfaktor bei der Umsetzung der Energiewende“ hervorgehoben wird. Ein wichtiger Baustein ist ebenfalls die Erstellung des Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz der entsprechend der EU-Energieeffizienzrichtlinie (Richtlinie 2012/27/EU) ohnehin unmittelbar von den Mitgliedsstaaten umgesetzt werden muss. Dazu gehört ebenso das regelmäßige Monitoring dieser Aktionspläne, deren Ergebnisse in den umfassenden Monitoring-Bericht der Bundesregierung einfließen sollten. Die Experten-

kommission möchte in diesem Zusammenhang darauf hinweisen, dass die mit der EU-Richtlinie angestrebten Effizienzverbesserungen (nach Artikel 7) weit aus schwächer sind als diejenigen, die sich die Bundesregierung gesetzt hat. Die Expertenkommission geht aber davon aus, dass sich die Bundesregierung an ihren eigenen Zielen orientieren wird, auch weil Deutschland sein eigenes Ziel als indikatives Ziel an die EU Kommission gemeldet hat.⁵

63. Die Expertenkommission unterstützt die Absicht der Koalitionspartner, die vorgesehenen Mittel zur Förderung der Energieeffizienz (neben der Gebäudesanierung) zu erhöhen. Allerdings sind keine Angaben zum möglichen Umfang der zusätzlichen Mittel angegeben. Dabei ist auch der Verweis auf die angestrebte „Haushaltsumschichtung“ wenig hilfreich, solange dazu keine konkreten Aussagen getroffen werden. Nicht ersichtlich ist, wie mit der Finanzierungsbasis des Energie- und Klimafonds umgegangen werden soll. Solange diese wie bisher wesentlich von der Entwicklung der CO₂-Zertifikatspreise im europäischen Emissionshandel abhängig ist, dürfte sich das Einnahmenvolumen aus der Versteigerung selbst unter Berücksichtigung des nunmehr akzeptierten „Backloading“ eher in engen Grenzen halten. Immerhin wird angegeben, dass die Mittel für die bestehenden KfW-Programme erhöht werden sollen.

64. Grundsätzlich teilt die Expertenkommission auch die Auffassung, dass neben der Förderung fachlich fundierte Informationen und eine qualifizierte, unabhängige Beratung entscheidend sind, um Eigentümer von energetischen Sanierungsmaßnahmen zu überzeugen. Allerdings darf nicht übersehen werden, dass es schon jetzt eine Vielzahl von Beratungsprogrammen und Informationsaktivitäten gibt, so dass geklärt werden müsste, welcher zusätzliche Effekt bei einer Verstärkung solcher Maßnahmen noch erwartbar wäre.

⁵ Unter der Energieeffizienzrichtlinie (EED, Richtlinie 2012/27/EU) hat Deutschland sein Energieeffizienzziel aus dem Jahr 2010 am 11.06.2013 an die Europäische Kommission gemeldet [BReg, 2013]: Hinsichtlich des Primärenergieverbrauchs (PEV) wird eine Energieproduktivitätssteigerung von 2,1% bzw. eine Reduktion des PEV von 314,3 Mtoe im Jahr 2008 auf 276,6 Mtoe im Jahr 2020 (bei einem Wirtschaftswachstum von 1,1%) als Ziel gesetzt. Dies entspricht dem nationalen Ziel, welches im Energiekonzept festgelegt worden ist. Des Weiteren wird angestrebt den Endenergieverbrauch (EEV) von 220,7 Mtoe im Jahr 2008 auf 194,3 Mtoe im Jahr 2020 zu reduzieren.

65. Nach Überzeugung der Expertenkommission ist die Verbesserung der Energieeffizienz – neben der forcierten Nutzung erneuerbarer Energien – eine Voraussetzung zum Gelingen der Energiewende. Festzustellen ist, dass ungeachtet der in den vergangenen Jahren bereits implementierten Maßnahmen (siehe oben) seit dem ersten Monitoring-Bericht [BMWi/BMU, 2012] im Wesentlichen keine zusätzlichen oder verstärkten energiepolitischen Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz in Kraft gesetzt wurden. Von der oben erwähnten Energieeffizienzrichtlinie (Richtlinie 2012/27/EU) dürften wohl nur begrenzte Impulse ausgehen, zumal sie erst noch in Deutschland umgesetzt werden muss. Ähnliches gilt für die Novelle der Energieeinsparverordnung [EnEV, 2014], die mit den vom Bundesrat vorgesehenen Änderungen von der Bundesregierung am 16.10.2013 beschlossen wurde und am 01. Mai 2014 in Kraft treten wird, sowie für das Energieeinsparungsgesetz [EnEG, 2013], das der Umsetzung der EU-Richtlinie zur Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden dient und seit dem 4. Juli 2013 wirksam ist. Insoweit ist diese Novelle für den Betrachtungszeitraum bis 2012/2013 nicht relevant. Vor diesem Hintergrund sind die nachfolgenden Darstellungen in erster Linie Ausdruck der allenfalls von früheren energiepolitischen Maßnahmen beeinflussten Entwicklung.

3.1 Effizienzindikatoren auf Makroebene⁶

Primärenergie

66. Der Primärenergieverbrauch soll bis 2020 im Vergleich zu 2008 um 20 % und bis 2050 um 50 % reduziert werden. Die bisherige Entwicklung lässt erkennen, dass wir uns noch nicht auf dem Zielpfad befinden. So lag der Verbrauch gemessen an den Ursprungswerten im Jahr 2013 lediglich um gut 3 %

⁶ Es sei darauf hingewiesen, dass es bei der datenbasierten Darstellung der Veränderungen absoluter und spezifischer Energieverbrauchsdaten zwischen dem Monitoring-Bericht der Bundesregierung und der hier von der Expertenkommission vorgelegten Kommentierung in einigen Fällen Differenzen gibt. Dies kann auf mehrere Gründe zurückgeführt werden: Einmal beruhen die verwendeten Daten teilweise auf unterschiedlichen zeitlichen Datenständen, die Betrachtungsperioden sind nicht immer deckungsgleich und schließlich kann es auch bei den Bezugsgrößen (z.B. Bruttowertschöpfung im Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen) Differenzen geben. Es ist jedoch festzustellen, dass es im Ergebnis der jeweiligen Darstellungen keine signifikanten Unterschiede gibt.

(bereinigt: rund 5 %) unter dem Wert von 2008, was einer Minderung von 0,7 % (-1,1 %) pro Jahr entspricht. Um das 2020-Ziel zu erreichen, müsste aber der Verbrauch Jahr für Jahr gegenüber 2013 um 2,7 % (bereinigt: 2,6 %) reduziert werden (Tab. 3-1). Das ist eine anspruchsvolle Rate, wie sie bisher in Deutschland mit Ausnahme der „besonderen“ Jahre 1991 und 2009 niemals erreicht worden ist (vgl. Abb. 3-1). Die Halbierung des Primärenergieverbrauchs bis 2050 erfordert von 2020 bis 2050 eine weitere Reduktion von 1,6 % pro Jahr.

Tab. 3-1: Primärenergieverbrauch in Deutschland von 2011 bis 2013

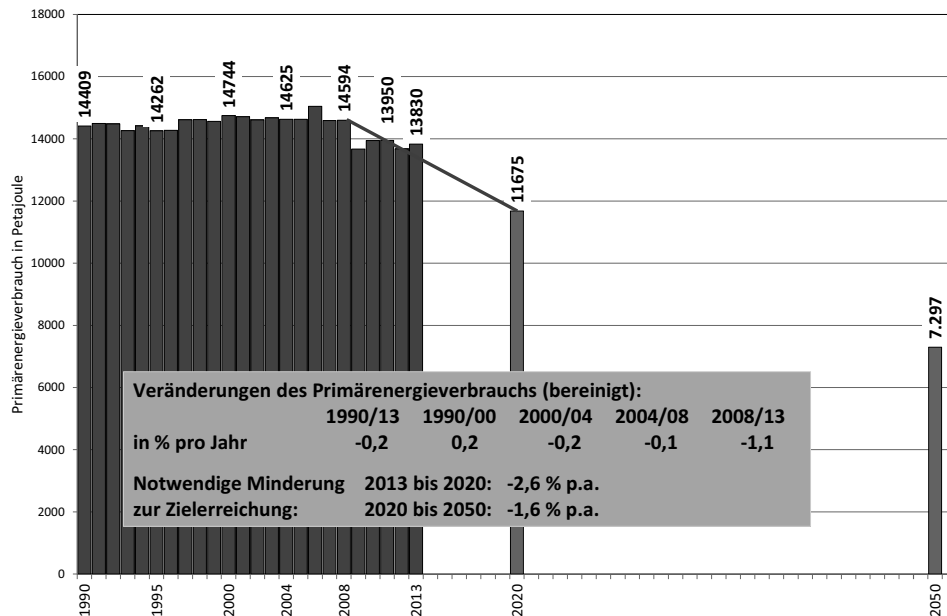
	2008	2011	2012*	2013*	2008/ 2013*	2011/ 2012*	2012/ 2013*	2008	2013*
	Primärenergieverbrauch in PJ				Veränderungen in %/a			Struktur in %	
Steinkohle	1800	1715	1709	1779	-0,2	-0,3	4,1	12,5	12,8
Braunkohle	1554	1564	1645	1627	0,9	5,2	-1,1	10,8	11,7
Mineralöl	4904	4525	4540	4637	-1,1	0,3	2,2	34,1	33,3
Erdgas	3222	2911	2920	3106	-0,7	0,3	6,4	22,4	22,3
Kernenergie	1623	1178	1085	1061	-8,1	-7,9	-2,2	11,3	7,6
Erneuerbare Energien	1147	1463	1533	1605	6,9	4,8	4,7	8,0	11,5
Sonst. Energieträger	130	245	139	93	0,9	0,7
Summe Ursprungswerte	14380	13599	13571	13908	-0,7	-0,2	2,5	100,0	100,0
Summe bereinigt	14594	13950	13674	13830	-1,1	-2,0	1,1		

*) vorläufig

Quelle: AGEB [2014]

67. Für die Zielerreichung ist eine wesentliche Steigerung der Primärenergieproduktivität, definiert als das Verhältnis von Bruttoinlandsprodukt zum (bereinigten) Primärenergieverbrauch, erforderlich. Unter der Annahme einer gesamtwirtschaftlichen Entwicklung von 0,6 % p.a. von 2013 bis 2020 [Prognos et al., 2010] müsste die Produktivität jahresdurchschnittlich um 2,7 % gesteigert werden. Die Halbierung des Primärenergieverbrauchs bis 2050 erfordert dann von 2020 bis 2050 eine weitere Verbesserung um 2,5 % pro Jahr (vgl. Abb. 3-2). Beide Werte gehen weit über die bisher bekannten Veränderungen hinaus, denn gemessen an der für die Jahre von 2000 bis 2013 feststellbaren Verbesserung von 1,6 %, bräuchte es zur Zielerfüllung eine Steigerung um mehr als einen Prozentpunkt.

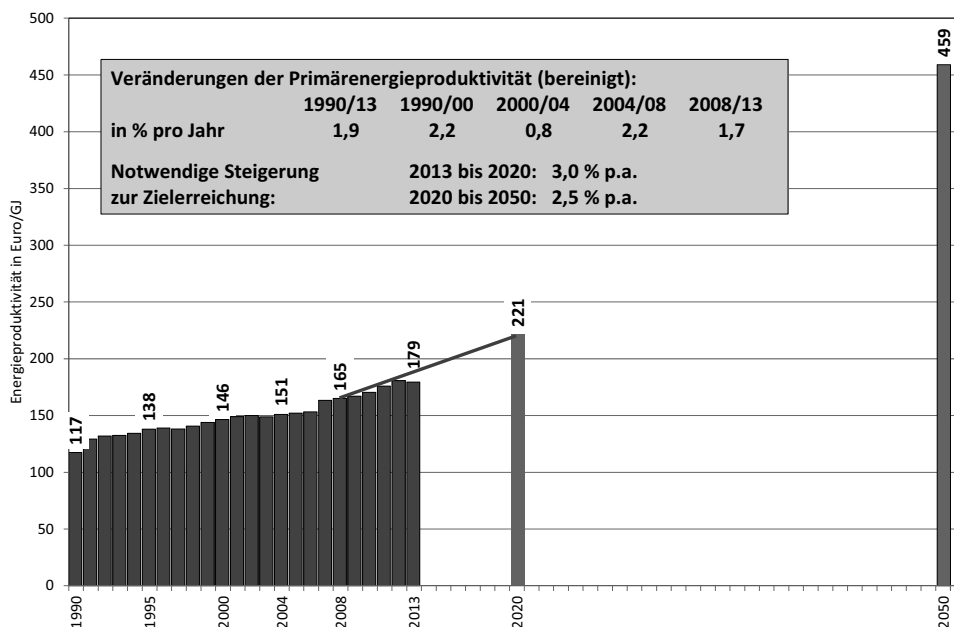
Abb. 3-1: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in Deutschland von 1991 bis 2012 und Ziele für 2020 und 2050



Quelle: Eigene Berechnungen; BMWi/BMU [2010]; AGEB [2014]

68. Zwar könnte zur Zielerreichung der Primärenergiereduktion der rein statistische Effekt des Ersatzes der mit einem mittleren Nutzungsgrad von 33 % bewerteten Kernenergie durch die mit 100 % bewerteten erneuerbaren Energien beitragen. Dieser Bewertungseffekt fiel zwar bis 2013 noch nicht sehr ins Gewicht, doch wird ihm mit dem endgültigen Ausstieg aus der Kernenergie eine größere Bedeutung zukommen. Dennoch erfordert die Umsetzung der Ziele der Energiewende auch verstärkt adäquate Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz (siehe dazu die Ausführungen zur Entwicklung der sektoralen Energieeffizienz). Ohne zusätzliche Anstrengungen ist das Ziel, den Primärenergieverbrauch bis 2020 gegenüber 2008 um 20 % zu senken, wohl kaum mehr zu erreichen. Nach Auffassung der Expertenkommission hätte schon in diesem Monitoring-Bericht und nicht erst im bevorstehenden Fortschrittsbericht ein entsprechender Handlungsbedarf identifiziert werden können.

Abb. 3-2: Entwicklung der gesamtwirtschaftlichen (bereinigten) Primärenergieproduktivität von 1991 bis 2012 und Zielpfad bis 2050



Quelle: Eigene Berechnungen; BMWi/BMU [2010]; Prognos et al. [2010]; AGEB [2014]

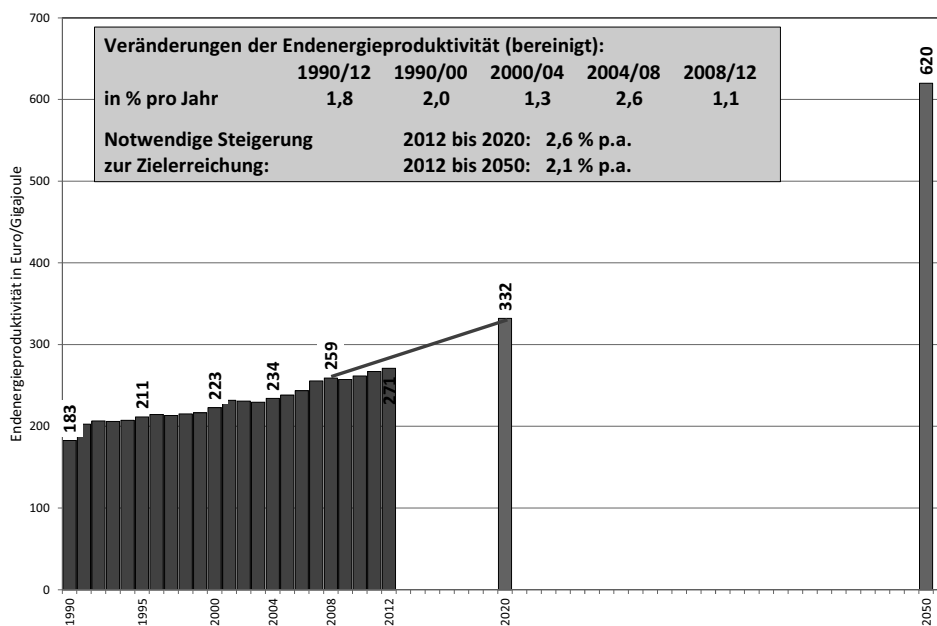
Endenergie

69. Explizites Ziel der Bundesregierung ist die Steigerung der Endenergieproduktivität bis 2050 um jahresdurchschnittlich 2,1 % gegenüber 2008. In der längerfristigen Periode von 1990 bis 2012 hat sich diese im Jahresdurchschnitt allerdings lediglich um 1,4 % erhöht, wobei innerhalb dieses Zeitraums sehr unterschiedliche Entwicklungen beobachtet werden konnten⁷: Lag die jahresdurchschnittliche Produktivitätssteigerung von 1990 bis 2000 bei 2,0 % und von 2000 bis 2004 bei 1,3 %, so stieg sie sehr kräftig auf sogar 2,6 % von 2004 bis 2008. In der letzten Periode von 2008 bis 2012 fiel die Rate aber wieder auf 1,1 % p.a. zurück. Gemessen am Niveau 2012 müsste die Endenergieproduktivität bis 2020 nun wieder auf 2,6 % pro Jahr gesteigert werden, um danach auf

⁷ Daten für den Endenergieverbrauch liegen für 2013 noch nicht vor. Die in Abb. 3.3 dargestellte Entwicklung ist mit derjenigen im Monitoring-Bericht bis auf 1990 identisch. Unterschiede ergeben sich hier aus einer Revision des Bruttoinlandsprodukts, die im Monitoring-Bericht noch nicht berücksichtigt wurde.

die Zielrate von 2,1 % bis 2050 einzuschwenken (vgl. Abb. 3-3). In diesem Zusammenhang stellt sich auch das Problem der „Steuerbarkeit“ der Endenergieproduktivität, denn letztlich ist dies das Resultat der gewichteten Effizienzveränderungen auf der sektoralen/subsektoralen Ebene (vgl. dazu die Darstellung der Veränderungen in den einzelnen Endenergiesektoren in Kapitel 3.2).

Abb. 3-3: Entwicklung der bereinigten Endenergieproduktivität in Deutschland von 1991 bis 2012 und Ziele für 2020 und 2050

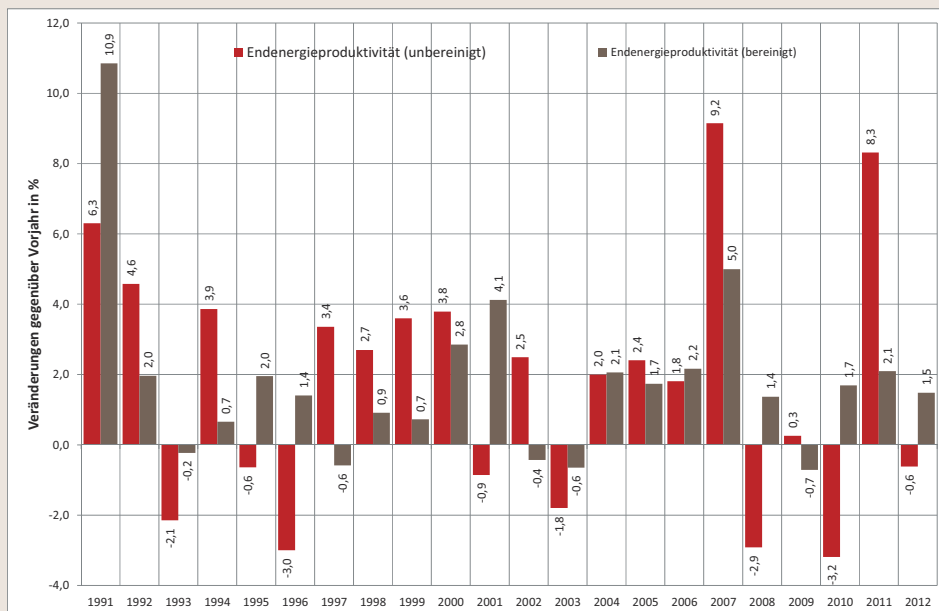


Quelle: Eigene Berechnungen; AGEB [2013a]; Destatis [2013a]

Box 3-1: Ursprungs- und bereinigte Endenergieproduktivität im Vergleich

Die Ausführungen zur Endenergieproduktivität beziehen sich auf bereinigte Werte, so dass Temperaturunterschiede zwischen den Jahren ausgeglichen werden. Betrachtet man die Ursprungswerte so zeigt sich eine noch wesentlich größere Bandbreite im Vergleich zu den bereinigten Werten (vgl. Abb. 3-4): Sie reicht für die Ursprungswerte von einem Minus von 3,2 % bis zu einem Plus von 9,2 % während die bereinigten Werte seit 2005 zwischen minus 0,7 % und plus 5 % lagen. Demnach scheint es keinen endogenen Trend hin zu dem Zielpfad zu geben.

Abb. 3-4: Veränderungen der Endenergieproduktivität gegenüber dem Vorjahr von 1991 bis 2012



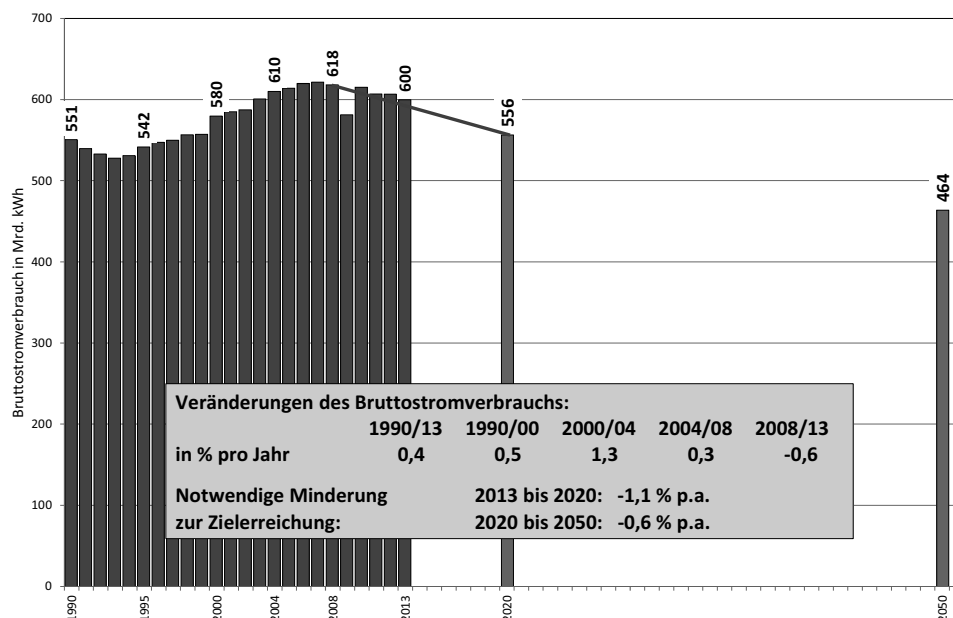
Quelle: Eigene Berechnungen; AGEB [2013a]; Destatis [2013a]

Stromverbrauch

70. Der Bruttostromverbrauch soll bis 2020 um 10 % und bis 2050 um 25 % im Vergleich zu 2008 reduziert werden. Die bisherige Entwicklung sowie die Zielwerte sind in Abb. 3-5 dargestellt. Danach lag der Bruttostromverbrauch nach einer längeren Periode des Zuwachses im Jahr 2013 auf einem Niveau von rund 600 Mrd. kWh mit leicht fallender Tendenz seit 2007. Von 2008 bis 2012 ist er im jährlichen Mittel um 0,6 % gesunken. Diese Rate muss zur Zielerreichung bis zum Jahr 2020 aber auf 1,1 % nahezu verdoppelt werden, wäh-

rend in den Folgejahren bis 2050 „nur“ noch ein Rückgang um 0,6 % pro Jahr notwendig würde. Dazu müsste also der schon kurzfristig erkennbare Rückgang verstärkt und nachhaltig gesichert werden. Immerhin ist festzustellen, dass der Stromverbrauch im Jahre 2013 gegenüber dem Vorjahr um 1,1 % überraschend stark abgenommen hat; im Vergleich zu 2008 waren es sogar 3,0 % weniger. Ob und in welchem Umfang sich darin auch die statistisch nicht erfasste Eigenstromerzeugung niederschlägt, lässt sich aufgrund der begrenzten Datenverfügbarkeit nicht gesichert nachweisen.

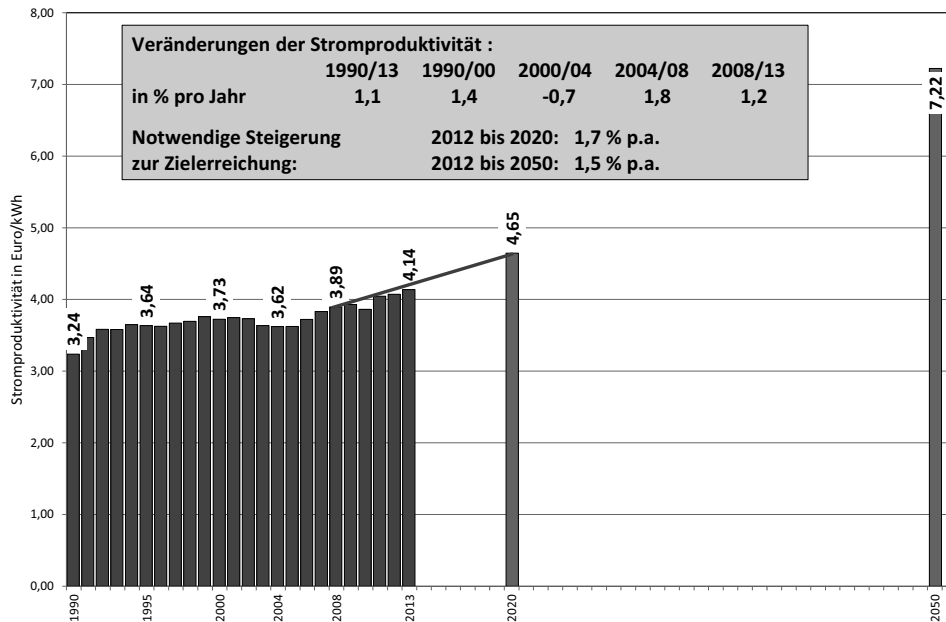
Abb. 3-5: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs in Deutschland von 1991 bis 2012 und Ziele für 2020 und 2050



Quelle: Eigene Berechnungen; AGEB [2014]; Destatis [2013b]

71. Um die angestrebte Stromverbrauchsreduzierung zu erreichen, muss bei gegebenem gesamtwirtschaftlichen Wachstum – wie in der Energieszenarien von Prognos et al. [2010] – die gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität im jährlichen Durchschnitt bis 2020 um 1,6 % verbessert werden; von 2020 bis 2050 wären es pro Jahr 1,5 %. Gemessen an der tatsächlichen Entwicklung in den Jahren von 1991 bis 2011, in der die Stromproduktivität jahresdurchschnittlich lediglich um 0,8 % gesteigert wurde, ist eine Verdoppelung des Produktivitätstempos notwendig (vgl. Abb. 3-6).

Abb. 3-6: Entwicklung der gesamtwirtschaftlichen Stromproduktivität in Deutschland von 1991 bis 2012 und Ziele für 2020 und 2050



Quelle: Eigene Berechnungen; AGEB [2014]; Destatis [2013b]

72. Hinsichtlich der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) soll der Anteil an der Stromerzeugung bis zum Jahr 2020 auf 25 % steigen. Mit der Novellierung des KWK-Gesetzes (KWK-G) im Jahr 2012 sind die Förderbedingungen zwar deutlich verbessert worden, um die verstärkte Nutzung dieser Technik zur Steigerung der Energieproduktivität zu fördern. Wie die Angaben in nachstehender Tab. 3-2 zeigen, waren die Förderanreize aber zu schwach, als dass sie zumindest in den statistisch gesichert erfassten Bereichen der allgemeinen Versorgung wie der industriellen Kraftwirtschaft im Jahr 2012 schon eine Dynamik entfalten konnten. Die KWK-Stromerzeugung beider Bereiche wies sogar ein kleines Minus auf. Die schwache Dynamik wird auch daraus ersichtlich, dass das Finanzvolumen für die Förderung nach dem KWK-G, das für die Anlagen mit 600 Mio. Euro pro Jahr festgelegt ist (plus 150 Mio. Euro für Wärmenetze) bisher bei weitem nicht ausgeschöpft wird. So betrug das Fördervolumen nach der KWK-G-Mittelfristprognose bis 2018 (Stand: 15.11.2013) im Jahr 2012 lediglich 264 Mio. Euro und für 2013 wird mit 364 Mio. Euro gerechnet [ÜNB, 2013a]. Erst für die Folgejahre wird eine Annäherung an den Deckel erwartet.

73. Eine gewisse Dynamik hat es allerdings offenkundig bei den von der amtlichen Statistik nicht erfassten Anlagen gegeben. Dies gilt vor allem für die nicht erfassten biogen basierten KWK-Anlagen. Zusammen mit den BHKW mit einer Leistung bis 1 MW, die von der Statistik nicht erfasst werden, hat in diesem Segment die Nettostromerzeugung in den Jahren 2003 bis 2012 von lediglich 3,7 TWh um den Faktor vier auf fast 16 TWh zugenommen [Öko-Institut e.V., 2013]. Über alle Berichtskreise hinweg erreichte die KWK-Stromerzeugung im Jahr 2010 mit rund 97 TWh ihren bisherigen Höhepunkt; 2012 waren es noch 95 TWh. Gemessen an der gesamten Nettostromerzeugung betrug der Anteil der KWK-Stromerzeugung demnach zuletzt rund 16 %; gegenüber 2003 ist das immerhin eine Steigerung um 2,4 Prozentpunkte. Nach einer Schätzung, die vom EEFA-Institut im Rahmen der Arbeiten für die AGEB angestellt worden ist und der sich die Bundesregierung angeschlossen hat, erhöhte sich die statistisch nicht erfasste KWK-Stromerzeugung von 2,7 TWh im Jahr 2003 auf knapp 23 TWh im Jahr 2012. Die gesamte KWK-Stromerzeugung nimmt nach dieser Schätzung bis auf 102 TWh im Jahr 2012 zu, was einem Anteil an der gesamten Nettostromerzeugung von rund 17 % entspricht (Tab. 3-2). Die kräftige Steigerung der biogen basierten KWK-Anlagen ist weitgehend eine Folge der Förderung nach dem EEG und weniger nach dem KWK-G. Inwieweit die große Dynamik bei den statistisch nicht erfassten KWK-Anlagen, aber auch bei den KWK-Anlagen in der industriellen Kraftwirtschaft auf die – durch die Vermeidung aller Umlagen – begünstigte Eigenstromerzeugung zurückgeführt werden kann, sollte eingehender im Fortschrittsbericht diskutiert werden.

74. Insgesamt hat die Novelle des KWK-Gesetzes noch nicht ausreichend gegriffen, um das angestrebte Ziel eines KWK-Anteils von 25 % im Jahr 2020 zu erreichen. Zu dieser Bewertung trägt auch die Tatsache bei, dass sich die wirtschaftlichen Bedingungen für Kraftwerksinvestitionen angesichts der niedrigen Börsenstrompreise insgesamt spürbar verschlechtert haben und durch die KWK-Förderung nicht ausgeglichen werden. Unsicher ist auch, wie sich die KWK in dem statistisch nicht erfassten Bereich weiter entwickeln wird. Dies wird nicht zuletzt auch davon abhängig sein, ob und in welchem Umfang die kleinen (wie auch die größeren, insbesondere industriellen) KWK-Anlagen, die der Eigenstromversorgung dienen, auch in Zukunft von der Befreiung von Umlagen profitieren können. Ein Fortbestand dieser Begünstigungen dürfte

durchaus signifikante Investitionsanreize auslösen. In eine ähnliche Richtung dürfte im Übrigen auch eine Reduktion der besonderen Ausgleichsregelung wirken.

Tab. 3-2: Entwicklung der Nettostromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen von 2003 bis 2012

Berichtskreis	Nettostromerzeugung (Mrd. kWh)									
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012*
Amtliche Daten des Statistischen Bundesamtes zur KWK-Nettostromerzeugung										
(1) Allgemeine Versorgung	50,3	52,4	52,3	54,0	51,9	53,8	50,5	53,4	51,1	51,1
(2) Industrielle Kraftwirtschaft	23,5	22,9	25,6	25,8	25,8	25,7	26,2	29,8	28,4	28,3
(3) Summe	73,8	75,3	77,9	79,8	77,6	79,5	76,7	83,2	79,6	79,4
Amtlich nicht erfasste KWK-Nettostromerzeugung in BHKW unter 1 MW und in nicht erfassten biogenen KWK-Anlagen										
(4) Quelle: Öko-Institut	3,7	4,6	5,3	7,1	8,8	9,7	12,1	13,9	14,77	15,7
(5) Quelle: AG Energiebilanzen	2,7	3,1	1,6	5,6	7,9	10,9	14,4	16,0	18,0	22,6
KWK-Nettostromerzeugung insgesamt in Mrd. kWh										
(6) Summe (3) + (4)	77,5	79,9	83,2	86,9	86,4	89,2	88,8	97,1	94,3	95,1
(7) Summe (3) + (5)	76,5	78,4	79,5	85,4	85,5	90,4	91,0	99,2	97,6	102,0
Nettostromerzeugung insgesamt (Kondensations- und KWK-Strom) nach BDEW										
(8) Summe Nettostromerzeugung	569,4	578,2	582,7	598,8	600,5	601,0	558,6	594,8	576,9	592,8
KWK-Anteil an Nettostromerzeugung insgesamt in %										
(9) Summe KWK nach (6)	13,6	13,8	14,3	14,5	14,4	14,8	15,9	16,3	16,4	16,0
(10) Summe KWK nach (7)	13,4	13,6	13,6	14,3	14,2	15,0	16,3	16,7	16,9	17,2
*) Vorläufig.										
Anmerkung: Die nicht erfassten BHKW entsprechen den fossilen BHKW mit einer Leistung bis 1 MW, die nicht von der amtlichen Statistik erfasst werden. Die nicht erfassten biogenen KWK-Anlagen entsprechen der biogenen KWK-Stromerzeugung, die aus Daten von AGEE-Stat und Bundesnetzagentur abgeleitet werden kann und nicht bereits in den Datengerüsten der allgemeinen Versorgung oder industriellen Kraftwirtschaft enthalten ist (Abzugsverfahren).										

Quelle: AGEV [2013b]; BDEW [2013]; Destatis [2014a, 2013c]; Öko-Institut e.V. [2013]

75. Im Zusammenhang mit dem parallel verfolgten Ziel, den Anteil der erneuerbaren Energien bis 2020 auf 35 % zu erhöhen, wird auch zu diskutieren sein, in wie weit die erwünschte Eignung der KWK als Backup-Erzeugung bei weiter steigenden Anteilen der erneuerbaren Energien gezielt genutzt werden kann, selbst wenn dies den KWK-Anteil an der Nettostromerzeugung reduzieren sollte.

76. Unter langfristigen Aspekten dürften der weiteren Expansion der KWK heute erst in Ansätzen erkennbare Hindernisse entgegenstehen. Auf der einen Seite werden die Absatzmöglichkeiten für die Fern-/Nahwärme in dem Maße ungünstiger werden, in dem sich die von der Bundesregierung angestrebten Ziele der Wärmebedarfsminderung realisieren (Verlust der Wärmesenke). Auf der anderen Seite wird mit der Perspektive eines 80 %-igen Anteils der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung der Umfang der KWK-fähigen Stromerzeugung mehr und mehr eingeschränkt (Verlust der Stromsenke). Es

wird zu diskutieren sein, wie unter diesen langfristigen Randbedingungen der Ausbaupfad für die KWK optimiert werden kann.

Umwandlungssektor

77. Neben der sektoralen Betrachtung in den Endenergiesektoren ist es wichtig, dass ein großer Teil des gesamtwirtschaftlichen Energieproduktivitätsfortschritts auf die Verbesserung der Energieeffizienz im Umwandlungsbereich zurückzuführen ist und zwar vornehmlich in der Stromwirtschaft. Die Verbesserungen sind aber auch abhängig von dem verfolgten Ansatz zur Bewertung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (ohne Biomasse) und der Kernenergie [vgl. EWK, 2012]. Während nach dem früher üblichen Substitutionsansatz der Nutzungsgrad seit 2000 von 37,6 % um lediglich knapp 2 Prozentpunkte auf 39,5 % im Jahr 2012 gestiegen ist, erhöhte sich der Nutzungsgrad nach dem inzwischen auch international angewendeten Wirkungsgradansatz in dieser Periode von knapp 39 % um 4,4 Prozentpunkte auf rund 43 %. Hierin schlägt sich der Effekt der sinkenden Stromerzeugung aus Kernenergie einerseits und der steigenden Erzeugung aus erneuerbaren Energien andererseits deutlich nieder. Hätte sich der Nutzungsgrad nach dem Wirkungsgradansatz unverändert auf dem Niveau von 2000 bewegt, wäre der Brennstoffeinsatz im Jahre 2012 um fast 600 PJ oder um rund 11 % höher ausgefallen. Es sei der Vollständigkeit halber erwähnt, dass dieser Effekt die Veränderungen der CO₂-Emissionen des Stromsektors nicht beeinflusst.

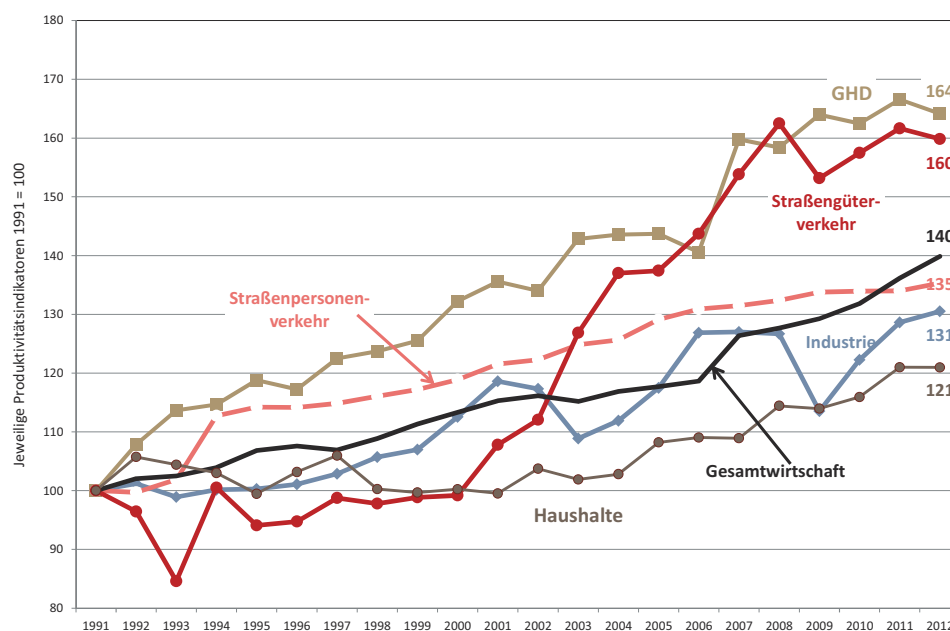
3.2 Effizienzindikatoren auf sektoraler Ebene

78. Das Ziel der Steigerung der Endenergieeffizienz kann nur erreicht werden, wenn die notwendigen Effizienzverbesserungen in Industrie, Verkehr, im Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) und bei den privaten Haushalten gelingen. Die in Abb. 3-7 dargestellte Entwicklung der sektorspezifisch definierten Effizienzindikatoren vermittelt einen ersten Eindruck der jeweiligen Produktivitätsveränderungen.

79. Über den gesamten Zeitraum von 1991 bis 2012 hinweg wies der GHD-Bereich mit fast 3 % den größten jahresdurchschnittlichen Anstieg auf, gefolgt vom Straßengüter- (2,3 % p.a.) und dem Straßenpersonenverkehr (1,5 % p.a.) sowie der Industrie (1,3 % p.a.) und den Haushalten (1,0 % p.a.). Allerdings ist

auch festzustellen, dass sich in den Jahren seit 2008 die Effizienzverbesserungen in den ausgewiesenen Endenergiebereichen spürbar verlangsamt haben.

Abb. 3-7: Entwicklung der sektoralen Effizienzindikatoren in Deutschland von 1991 bis 2012



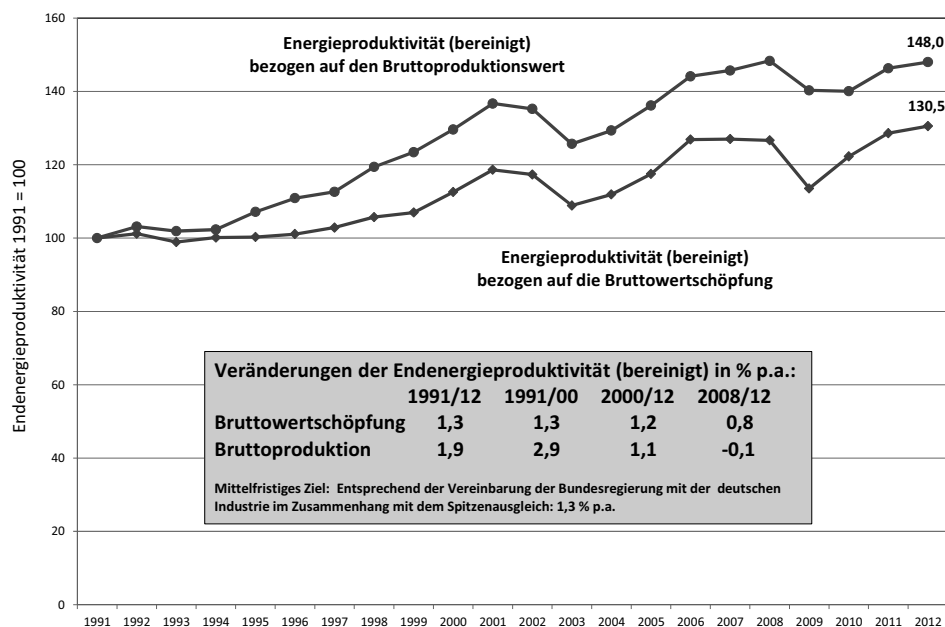
Quelle: AGEB [2013a]; DIW [2013]

Industrie

Die Energieproduktivität in der Industrie (definiert als das Verhältnis der Bruttowertschöpfung zum bereinigten Endenergieverbrauch) ist durch hohe Schwankungen gekennzeichnet, für die konjunkturelle Gründe verbunden mit sektoral teilweise erheblichen Ausschlägen maßgeblich waren. Zuletzt hat sich der Produktivitätsanstieg jedoch deutlich abgeschwächt. So betrug die Steigerungsrate von 2008 bis 2012 weniger als 1 %; beim Bezug auf den Bruttowertschöpfungswert ist es sogar zu einem leichten Rückgang gekommen (Abb. 3-8). Vergleicht man die vergangene Entwicklung mit der Vereinbarung von Bundesregierung und Industrie von 1,3 % Steigerung pro Jahr von 2013 bis 2016 im Zusammenhang mit der Diskussion um die Weitergewährung des Spitzenausgleichs für das produzierende Gewerbe, so lässt sich deren Realisierung wohl erfüllen. Allerdings muss die Industrie dazu wieder auf den langfristigen Pfad der Energieproduktivitätserhöhung zurückfinden. Impulse hierzu könnten

bspw. von einer wirksameren Gestaltung des europaweiten Emissionshandels sowie von der verpflichtenden Einführung von Energiemanagementsystemen ausgehen. Aber auch steuerliche Maßnahmen zur Belastung CO₂-intensiver fossiler Energieträger könnten in Betracht kommen, sofern entsprechende Impulse aus dem Emissionshandel ausbleiben. Zu diskutieren wären im Übrigen auch die potentiell kontraproduktiven Auswirkungen der vielfältigen Kostententlastungen für die Industrie.

Abb. 3-8: Entwicklung der Energieproduktivität im Sektor Industrie in Deutschland von 1991 bis 2012



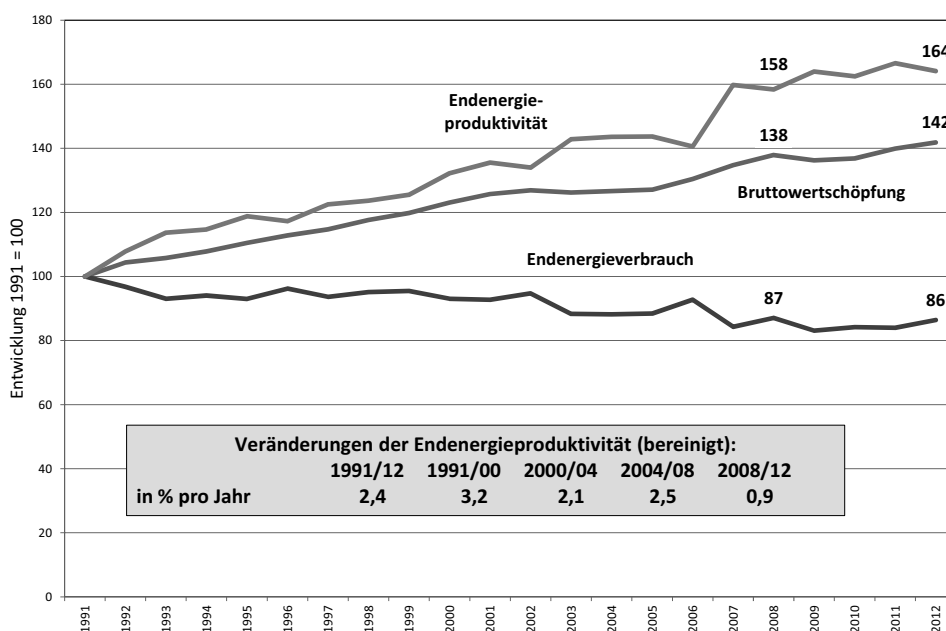
Quelle: Eigene Berechnungen; Destatis [2013a]; AGEb [2013a]

Gewerbe, Handel, Dienstleistungen

80. Der Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) ist außerordentlich heterogen und energiestatistisch schlecht erfasst [Fraunhofer ISI et al., 2012]. Hier unterstützt die Expertenkommission die Aussage der Bundesregierung, dass zusätzliche Erhebungen erforderlich sind, um die Datenbasis für diesen sehr heterogenen Bereich zu verbessern. Auf Basis der Energiebilanzen ergibt sich die in Abb. 3-9 gezeigte Entwicklung der Energieproduktivität, definiert als Verhältnis des (bereinigten) Endenergieverbrauchs zur (preisbereinigten) Bruttowertschöpfung der dem GHD-Sektor zuzuordnenden Wirt-

schaftsbereiche. Im Zeitraum von 1991 bis 2012 hat eine vergleichsweise stetige Verbesserung um 2,4 % stattgefunden, obwohl gerade seit 2008 nur noch eine schwache Steigerung von weniger als 1 % zu erkennen ist. Angesichts des längerfristigen Trends erscheint der Handlungsdruck für weitere Maßnahmen zur Stimulierung der Energieeffizienz eher gering. Dies gilt allerdings nicht für den Gebäudebestand im GHD-Sektor, bei dem der Raumwärmebedarf rund 42 % am sektoralen Endenergieverbrauch ausmacht [IfE, 2012]. Bis zum Jahr 2050 wird hier die annähernde Klimaneutralität angestrebt, die durch eine Kombination von Energieeffizienz und erneuerbare Energie erreicht werden soll. Insoweit werden die im Bereich GHD angesiedelten Gebäude auch Gegenstand der vorgesehenen Maßnahmen der Bundesregierung für den Wärmebereich sein müssen.

Abb. 3-9: Entwicklung der Energieproduktivität im Sektor GHD in Deutschland von 1991 bis 2012



Quelle: Eigene Berechnungen; Destatis [2013a]; AGEB [2013a]

81. Zum GHD-Sektor werden auch die öffentlichen Einrichtungen gezählt. Diesen fällt eine Vorbildfunktion zu, nicht nur bei der Beschaffung von nachhaltigen Produkten und Dienstleistungen, sondern gerade auch im Bereich der energetischen Gebäudesanierung und im Neubau [BMWi/BMU, 2010; BReg,

2011b]. So sollten die CO₂-Emissionen der Bundesgebäude um 21 % von 1990 bis 2012 gesenkt werden; dies ist bereits im Jahr 1996 erreicht worden: 1990 lagen die Emissionen noch bei 6,3 Mio. t CO₂äqu., konnten aber bis 2007 bereits um 42 % auf 3,5 Mio. t CO₂äqu. reduziert werden [Rathert, 2009]. Im Jahr 2010 wurde das Ziel für die Bundesliegenschaften auf minus 50 % von 1990 bis 2020 festgelegt [BReg, 2010]. Auch die Energieeffizienzrichtlinie (2012/27/EU) sieht vor, dass die zentralen Regierungsorgane möglichst hoch-effiziente Produkte, Dienstleistungen und Gebäude kaufen bzw. bauen lassen (Artikel 5 und 6). So müssen ab 2014 alle Gebäude der Bundesregierung auf den Mindeststandard der Richtlinie gebracht werden, wobei pro Jahr jeweils 3 % der bisher ungenügend effizienten Gebäudefläche energetisch saniert werden müssen.

Haushalte

82. Der Energiebedarf der Haushalte wird hauptsächlich über den Raumwärmebedarf der Wohngebäude bestimmt (vgl. Abb. 3-10). Bis zum Jahr 2050 soll ein nahezu klimaneutraler Gebäudebestand erreicht werden. Hierfür soll der Primärenergiebedarf in der Größenordnung von 80 % gesenkt werden, so dass „die Gebäude nur noch einen sehr geringen Energiebedarf aufweisen und der verbleibende Energiebedarf überwiegend durch erneuerbare Energien gedeckt wird.“ [BMW/BMU, 2010]. Als Zwischenziel wird bis 2020 eine Reduktion des Wärmebedarfs um 20 % angegeben sowie eine Verdoppelung der Sanierungsrate auf 2 %.

83. Auf den ersten Blick erscheint die Zielsetzung so klar, dass die Zielerreichung einfach festzustellen sein müsste und der Pfad dorthin im Monitoring-Prozess leicht zu verfolgen wäre. Allerdings gibt es zwischen den Ressorts (im Zuschnitt vor der CDU/CSU-SPD-Koalition) ein unterschiedliches Verständnis dessen, was unter „Primärenergie“ verstanden wird. In Publikationen des Bundesministeriums für Verkehr, Bauwesen, Städtebau und Raumordnung [BMVBS, 2013a] heißt es, das Energiekonzept lege eine Reduktion „der nicht erneuerbaren Primärenergien“ fest. Dies kann sich von den Bestimmungen in der Energieeinsparverordnung [EnEV, 2014] ableiten lassen, da dort die Er-

erneuerbaren zur Festlegung des Primärenergiebedarfs mit einem Faktor Null⁸ bewertet werden. Nach internationalen Standards umfasst der Begriff „Primärenergie“ aber den Einsatz aller Energieträger inklusive der energetisch bewerteten erneuerbaren Energien. Würde man der Definition des BMVBS folgen, müssten die erneuerbaren Energien vom Primärenergiebedarf abgezogen werden und die im Energiekonzept geforderte Primärenergie-Reduktion im Gebäudebereich würde auch über den vermehrten Einsatz von Erneuerbaren miterfüllt. Dieser Unterschied ist erheblich, denn unter Einbeziehung der erneuerbaren Energien quasi als „Einsparenergie“ ist das Gebäudeeffizienzziel deutlich weniger anspruchsvoll als die Forderung, den Primärenergiebedarf – einschließlich der regenerativen Energien – zu reduzieren.

84. Aus Sicht der Expertenkommission ist es daher unabdingbar, dass die Bundesregierung diese Diskrepanzen klärt und zu einem einheitlichen Begriffsverständnis kommt. Der Monitoring-Bericht der Bundesregierung geht auf dieses Problem allerdings nicht weiter ein, sondern übernimmt bisher nur den Wortlaut des Energiekonzeptes. Bei einem ausschließlich auf die Treibhausgasemissionen abgestellten Reduktionsziel, bei dem tatsächlich (wie bei den nationalen Emissionsinventaren) die erneuerbaren Energien emissionsseitig nicht berücksichtigt werden, könnte man der Interpretation des bisherigen BMVBS folgen. Dann aber wäre das Ziel entsprechend zu formulieren (also nicht 80 % Minderung des Raumwärmebedarfs, sondern 80 % Minderung der Treibhausgasemissionen). Damit würde natürlich der Druck auf die Steigerung der Energieeffizienz im Sinne der Wärmebedarfsminderung wesentlich abgeschwächt. Dazu muss die Bundesregierung eine Entscheidung treffen. Die Expertenkommission gibt zu bedenken, ob nicht eine kombinierte Zielsetzung aus Wärmebedarfsminderung und Reduktion der Treibhausgasemissionen angemessen sein könnte.

85. Hinsichtlich des Ziels für 2020 sind die Begriffe Wärmebedarf und Endenergiebedarf zu unterscheiden. Der Wärmebedarf hängt entscheidend von der energetischen Qualität der Gebäudehülle, aber auch vom Nutzerverhalten

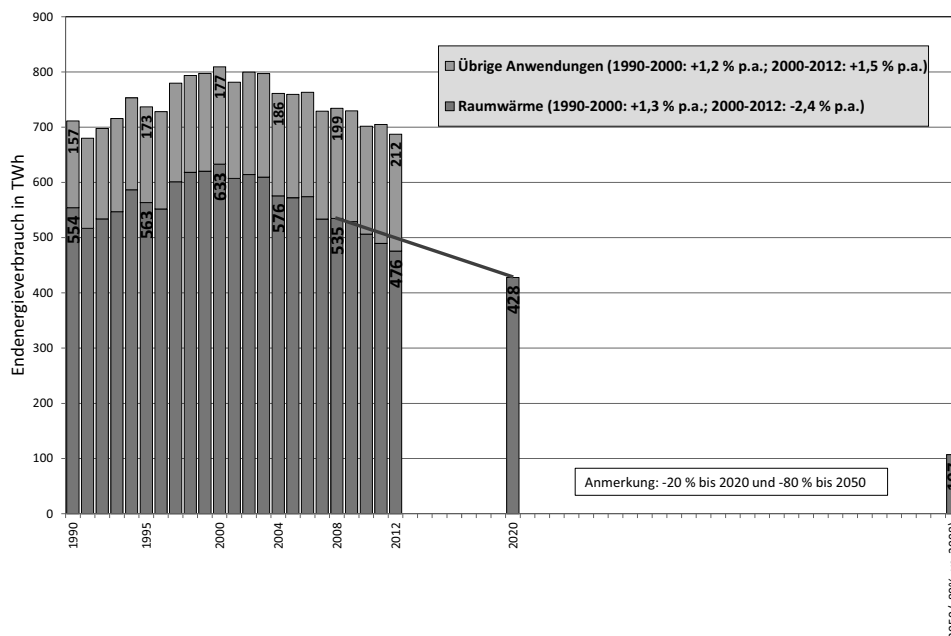
⁸ Seit der EnEV 2009 wird ein maximaler Primärenergiebedarf von Gebäuden vorgegeben. Um eine Flexibilität zwischen Energieeinsparung und Nutzung von erneuerbaren Energien zu ermöglichen, werden die erneuerbaren Energien in der EnEV mit dem Faktor 0 bewertet (Holz mit Faktor 0,2) (nach DIN V 18599).

ab. Die Differenz zwischen Endenergie- und Wärmebedarf ergibt sich aus der Einbeziehung der Wärmebereitstellung, d.h. von der Effizienz der jeweiligen Heizanlagentechnik. Aus Sicht der Expertenkommission ist die Bezugsgröße Endenergie für den Bereich der Gebäudewärme schon aus Gründen der Verfügbarkeit entsprechender energiestatistischer Daten zweckmäßig, wie es auch im Monitoring-Bericht dargestellt wird, da damit implizit die Gebäudehülle und das Nutzerverhalten, aber auch der Einsatz von effizienteren Anlagen Berücksichtigung finden.

86. Im Energiekonzept der Bundesregierung wird auch die Erhöhung der Sanierungsrate als Ziel genannt, aber die Sanierungsrate als solche nicht ausdrücklich definiert. Im Grunde sollte sie ein Maßstab für die Sanierungshäufigkeit und Sanierungsintensität sein, also wie viele Gebäude saniert werden und in welchem Ausmaß durch die Sanierung jeweils der Gebäudewärmebedarf reduziert wird. Um einen nahezu klimaneutralen Gebäudebestand zu erreichen, muss insbesondere die Sanierungsintensität anspruchsvoll sein. Die Expertenkommission begrüßt die Absicht der Bundesregierung einen geeigneten Indikator für die Sanierungsintensität zu erarbeiten, weist aber auf eine zeitnahe Umsetzung hin. Dabei sollten auch die Maßnahmen einzelnen Kategorien zugeordnet und die damit verbundenen Investitionsausgaben inklusive Fördermittel ausgewiesen werden. Insbesondere hinsichtlich der in Tabelle 9.2 „Bauvolumen nach Baubereichen“ des Monitoring-Berichts genannten hohen Investitionszahlen scheint dies dringlich geboten.

87. Der Trend des Endenergieverbrauchs im Bereich der privaten Haushalte ist seit einem Jahrzehnt deutlich rückläufig. Legt man die temperaturbereinigten Energieverbrauchswerte zugrunde, lag der jahresdurchschnittliche Rückgang von 2000 bis 2012 bei 1,4 %. Dies ist ausschließlich auf den sinkenden Energieeinsatz für die Raumwärme zurückzuführen, der in dieser Periode um jahresdurchschnittlich 2,4 % gesunken ist, während der Energieverbrauch für die übrigen Anwendungen noch um 1,5 % zugenommen hat (Abb. 3-10).

Abb. 3-10: Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Deutschland bei den privaten Haushalten nach Verwendungszwecken von 1990 – 2012 und Ziele für 2020 und 2050

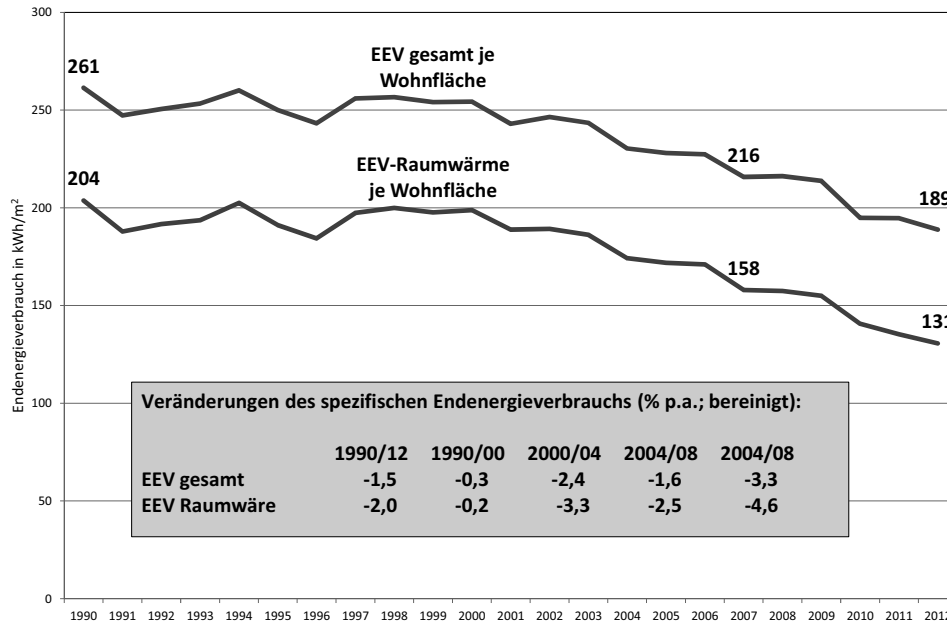


Quelle: Eigene Berechnungen; AGEb [2013a]; BMWi/BMU [2010]; RWI [2013]

88. Auch der auf die Wohnfläche bezogene Endenergieverbrauch⁹ zur Deckung des Raumwärmebedarfs ist seit 2000 beschleunigt gesunken. Nachdem dieser Wert in den neunziger Jahren im Jahresdurchschnitt nur um 0,2 % gesunken ist, sank er von 2000 bis 2012 um rund 3 % pro Jahr; in der Periode von 2008 bis 2012 waren es sogar rund 4,6 % (Abb. 3-11). Wenn sich dieses Tempo über die kommenden vierzig Jahre fortsetzen ließe, würden die Zielwerte für den Raumwärmebedarf bis zum Jahr 2050 wohl erreicht. Allerdings werden die Effizienzverbesserungen immer anspruchsvoller werden, je mehr bereits erreicht wurde. Außerdem definieren die heute erreichten Sanierungsstandards für eine längere Periode die energetische Situation der entsprechenden Gebäude. Diese Problematik ist schon für den Zeitraum bis 2020 relevant.

⁹ Hier wird der spezifische Energieverbrauch definiert als das Verhältnis zwischen dem bereinigten Endenergieverbrauch der Haushalte (insgesamt bzw. für Raumwärme) und der gesamten Wohnfläche in Wohngebäuden.

Abb. 3-11: Entwicklung des spezifischen Endenergieverbrauchs bei den privaten Haushalten in Deutschland von 1990 - 2012



Quelle: Eigene Berechnungen; AGEb [2013a]; Destatis [2012a]

89. Die vom BMVBS beauftragten Szenarien [BMVBS, 2013a, 2013b] zeigen, dass schon die Erfüllung des 2020-Ziels als allzu ambitioniert gilt bzw. das Ziel nicht mit „technischer und wirtschaftlicher Vertretbarkeit“ zu erreichen wäre.¹⁰ Die seit der Verabschiedung des Energiekonzeptes im Jahre 2010 eingeleiteten Maßnahmen sind für eine zielkonforme Entwicklung also offensichtlich unzureichend. Einfach das 2020-Ziel zu verwerfen, ohne zumindest deutlich zu machen, welche Maßnahmen von politischer Seite zu ergreifen wären, um die benötigten Investitionen zu bewirken, erscheint der Expertenkommission zu wenig ambitioniert.

90. Das gilt auch mit Blick auf das sicher noch anspruchsvollere Ziel für 2050, selbst wenn dies nur den nicht-erneuerbaren Primärenergieverbrauch als Zielgröße zugrunde legt. Ohne eine deutliche Steigerung der Investitionen in die

¹⁰ Die jährlich benötigten Mehrinvestitionen im Gebäudebestand zur Erreichung des 2020-Ziels werden dabei mit 26,4 Mrd. Euro angegeben wobei die Bauinvestitionen von jährlich 100 Mrd. Euro (Trend) auf 126 Mrd. Euro gesteigert werden müssten [BMVBS, 2013b].

energetische Gebäudesanierung wird dieses langfristige Ziel nicht erreicht werden. Im Neubau können heute schon ambitioniertere und zielkonforme Standards (wie etwa der KfW-EH 40 Standard) über eine Anpassung der EnEV gefordert werden; noch darüber hinaus gehende Standards sollten weiter über die KfW gefördert werden. Im Bestand sollte ebenfalls eine Verschärfung der EnEV umgesetzt werden – diese sollte aber mit einer stabilen und gut ausgestatteten und ausgestalteten Förderung der energetischen Gebäudesanierung auf ein zielkonformes Niveau verbunden werden, um so früh wie möglich eine zielkonforme Sanierungstiefe wo möglich anzureizen – auch wenn dies bedeuten mag, dass der Förderhebel insgesamt sinken wird.

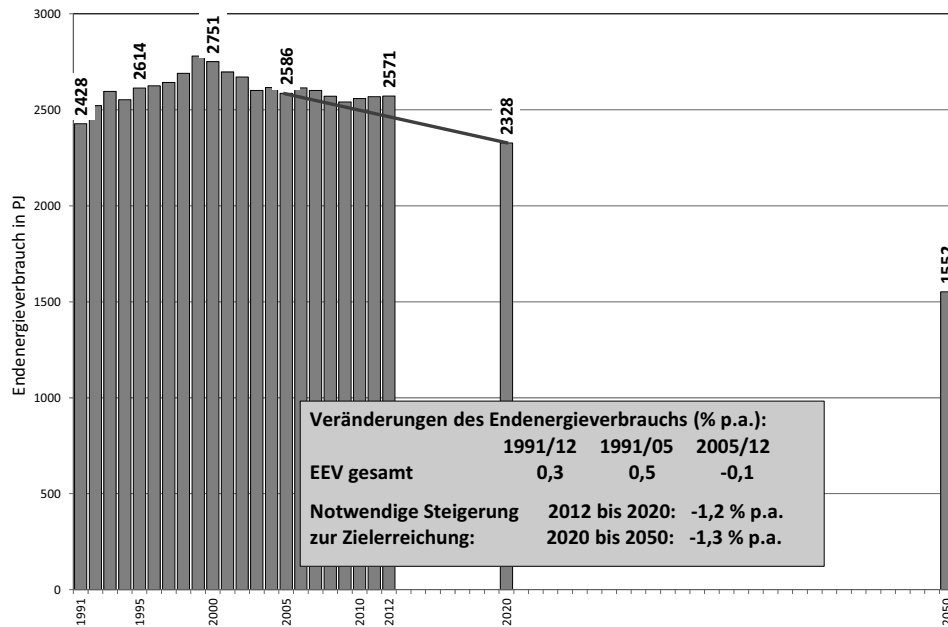
Verkehr

91. Der Verkehr ist gegenwärtig mit einem Endenergieverbrauchsanteil von nahezu 29 % hinter der Industrie der zweitwichtigste Endverbrauchsbereich. Im Berichtsjahr 2012 blieb der verkehrsbedingte Energieverbrauch praktisch auf dem Vorjahresniveau. Im Vergleich zum Basisjahr 2005 lag er damit nur unmaßgeblich niedriger (-0,6 %). Dem Ziel der Bundesregierung einer Verbrauchsreduktion bis 2020 um 10 % gegenüber 2005 ist man somit nicht näher gekommen. Um das Reduktionsziel noch zu erreichen, müsste der Verbrauch in den nächsten 8 Jahren noch um 9,5 % vermindert werden (Abb. 3-12). Dies erscheint angesichts des praktisch stagnierenden Energieverbrauchs im Verkehr ohne zusätzliche Impulse kaum zu realisieren.

92. Der Endenergieverbrauch wird maßgeblich von der Verkehrsleistung beeinflusst und beide, die Personen- sowie die Güterverkehrsleistung nahmen von 2005 bis 2012 zu: Im Jahresdurchschnitt stieg die Personenverkehrsleistung um 0,6 % bzw. insgesamt um 4,3 % und die Güterverkehrsleistung sogar um 1,3 % p.a. bzw. 9,2 % [DIW, 2013].

93. Gleichzeitig hielten sich die strukturellen Veränderungen des Modal Split in Grenzen: Im Personenverkehr dominiert der motorisierte Individualverkehr mit einem Anteil von rund 80 %; bei kleineren Schwankungen blieben die Anteile von 2005 bis 2012 praktisch unverändert. Sinkende Tendenzen sind in diesem Bereich weder absolut noch relativ zu erkennen. Erkennbar zugelegt hat aber die von den Eisenbahnen erbrachte Personenverkehrsleistung, während der öffentliche Straßenpersonenverkehr insbesondere seit 2005 tendenziell rückläufig ist.

Abb. 3-12: Entwicklung der Energieverbrauchswerte im Verkehr von 1991 bis 2012 sowie Ziel für 2020 und 2050



Quelle: Eigenen Berechnungen; AGEB [2013a]; BMWi/BMU [2010]

94. Im Güterverkehr hat ebenfalls die Straße – mit zudem steigenden Anteilen von zuletzt rund 70 % – die mit Abstand größte Bedeutung. Deutlich dahinter rangieren die Eisenbahnen mit Anteilen um rund 17 %, wobei auch hier die Güterverkehrsleistung in den vergangenen Jahren weiter zugenommen hat. Allerdings waren die Güterverkehrsleistungen bei den Eisenbahnen wie im Straßengüterverkehr im Jahr 2012 niedriger als im Vorjahr (minus 2,9 % bzw. 2,3 %). Demgegenüber konnte die Binnenschifffahrt 2012 mit über 6 % deutlich zulegen, blieb allerdings nach wie vor deutlich unter dem Leistungsniveau Anfang/Mitte der 2000er Jahre.

95. Entsprechend der Verkehrsleistungen entfällt der größte Teil des verkehrsbedingten Energieverbrauchs auf den Straßenverkehr (2012 rund 82 %). Dabei zeigten sich in der Vergangenheit im Straßenpersonen- wie im Straßengüterverkehr bei der Energieeffizienz schon einige Erfolge (vgl. Abb. 3-13): Der

spezifische Verbrauch¹¹ ging über die gesamte Periode von 1991 bis 2012 im Straßenpersonenverkehr um 1,4 % p.a. und im Straßengüterverkehr sogar um 2,2 % p.a. zurück. Während aber im Zeitablauf die Effizienzsteigerung im Güterverkehr in den beiden Teilperioden 1991 bis 2005 sowie 2005 bis 2012 stabil blieb, nahm sie im Personenverkehr deutlich ab, und zwar von 1,8 % p.a. auf 0,7 % p.a.. Hier hat sich also die Tendenz erheblich abgeschwächt und es gilt entsprechend das Tempo wieder zu beschleunigen.

96. Hoffnungen liegen dabei insbesondere auch auf neuen, effizienteren und umweltverträglicheren Antrieben.¹² Bisher haben diese mit einem Anteil von 1,5 % noch keinen signifikanten Anteil am Fahrzeugbestand [KBA, 2013] und auch das Ziel von 1 Mio. Elektrofahrzeugen bis 2020 scheint kaum erreichbar. Allerdings zeichnet sich derzeit eine neue Dynamik ab, sodass eine Einordnung auf den nächsten Bericht verschoben wird.

97. Das Kraftfahrt-Bundesamt (KBA) weist auch darauf hin, dass zwar bei Neuwagen umweltschonende Motorentechiken Standard sind, vom gesamten Pkw-Bestand aber lediglich 19,6 % die Euro 5- und 0,1 % die Euro 6-Norm erfüllen. Immerhin hat der Anteil der Pkw nach Euro 5-Norm gegenüber dem Vorjahreswert von 13,5 % deutlich zugenommen [KBA, 2013].

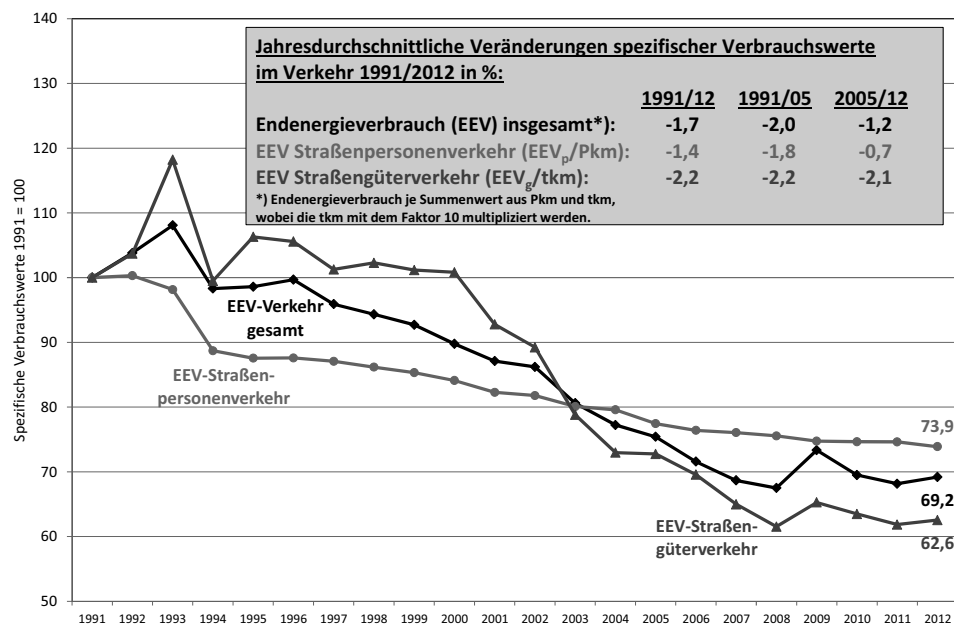
98. Trotz der teilweise positiven Veränderungen im Verkehrsbereich ist festzustellen, dass sich seit 2005 praktisch kaum noch eine rückläufige Tendenz von Energieverbrauch und CO₂-Emissionen zeigt. Zwar weist der Monitoring-Bericht zu Recht darauf hin, dass der Energieverbrauch im Verkehr bereits im Jahr 1999 seinen Höchstwert und seither einen (insbesondere im Vergleich zu anderen Industrieländern) bemerkenswerten Rückgang erreicht hat. Allerdings ist dieser Rückgang seit 2005 praktisch zum Stillstand gekommen. Richtig wird

¹¹ Die Effizienzfortschritte zeigen sich auch im Bestand von Pkw und Kombi mit Otto- sowie Dieselmotoren. Betrag der effektive Durchschnittsverbrauch im Jahr 1991 noch 9,5 l/100 km (Ottomotor) bzw. 7,7 l/100 km (Dieselmotor), so waren es 2012 nur noch 7,8 l/100 km bzw. 6,7 l/100 km. Auffällig ist dabei, dass der Durchschnittsverbrauch bei den Pkw/Kombi mit Ottomotoren im Jahresverlauf vergleichsweise stetig um etwa 0,9 % gesunken ist, während bei den Dieselfahrzeugen in der Periode von 2005 bis 2012 nur ein Minus von 0,2 % p.a. erreicht werden konnte [DIW, 2013].

¹² Zu den alternativen Antriebsarten zählt das KBA am 1. Januar 2013 insgesamt 7.114 Elektrofahrzeuge, 64.995 Hybrid-Fahrzeuge, 494.777 Pkw mit Flüssiggas und 76.284 Pkw mit Erdgas.

auch darauf hingewiesen, dass der verkehrsbedingte Energieverbrauch im Jahr 2012 nur um 0,5 % geringer war als 2005. Soll also das Ziel einer Minderung des Energieverbrauchs bis 2020 um 10 % noch gelingen, müssten in den 8 Jahren von 2013 bis 2020 von der Reduktion um 10 Prozentpunkten bezogen auf 2005 noch 9,5 Prozentpunkte erreicht werden, nachdem ja in den ersten sieben Jahren lediglich 0,5 Prozentpunkte realisiert werden konnten. Wenn schon nicht auf Maßnahmen zur Überwindung dieser Diskrepanz hingewiesen wird, weil dies Aufgabe des Fortschrittsberichts sein soll, dann hätte zumindest dringender Handlungsbedarf aufgezeigt werden sollen.

Abb. 3-13: Entwicklung des spezifischen Endenergieverbrauchs im Straßenpersonen- und -güterverkehr in Deutschland von 1991 bis 2012



Quelle: AGEb [2013a]; DIW [2013]

99. Auch im Jahr 2013 dürften die verkehrsbedingten Emissionen angesichts der erwarteten Zunahme des Diesel- und Ottokraftstoffverbrauchs wieder leicht gestiegen sein. Vor diesem Hintergrund wird es in Zukunft darauf ankommen, die auf EU-Ebene zu regelnden spezifischen CO₂-Grenzwerte entsprechend der anspruchsvollen nationalen Ziele zu unterstützen. Aufgrund der starken Rolle der EU bei der Festlegung fahrzeugtechnischer Standards ist es nachvollziehbar, dass der Verkehr im Koalitionsvertrag im Wesentlichen nur unter infrastrukturellen Aspekten behandelt wird.

100. Zweifellos erfordert aber die Umsetzung der Ziele für den Verkehrssektor weitergehende Maßnahmen im Hinblick auf Strategien zur Verkehrsvermeidung, zur Veränderung des Modal Split sowie zur Schaffung verstärkter Anreize für neue, energieeffizientere Antriebe und neuer, emissionsarmer bzw. -freier Kraftstoffe. Folgt man dem Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) [Kunert und Radke, 2013], sollten die kurzfristig verfügbaren Alternativen zu den vor allem perspektivisch bedeutsamen alternativen Antrieben (Elektro- und/oder Wasserstofffahrzeuge) nicht vernachlässigt werden. Gemeint sind damit Erdgasantriebe, die im Vergleich zu konventionellen Fahrzeugen geringere Emissionen von Treibhausgasen und anderen Luftschadstoffen aufweisen und gleichzeitig auf lange Sicht die Möglichkeit bieten, erneuerbares Methan zu nutzen. Zur Rolle der erneuerbaren Energien im Verkehrssektor siehe Kapitel 4.3.

101. Letztlich geht es auch um eine verkehrs- und klimaschutzpolitisch orientierte neue Mobilitätsstrategie. Die in diesem Kontext vom BMVBS vorgelegte Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (MKS) der Bundesregierung [BMVBS, 2013c] wird von der Expertenkommission ausdrücklich begrüßt. Die MKS als „lernende Strategie“ ist sicher sinnvoll, doch sollte dies mit der Umsetzung der notwendigen politischen Maßnahmen, wie sie auch in der MKS skizziert werden, einhergehen. Ziel sollte die Umsetzung einer energiewendetauglichen Mobilitätsstrategie sein.

3.3 Rebound-Effekte

102. Bei der Bewertung von Energieeffizienzmaßnahmen ist der sogenannte Rebound-Effekt zu berücksichtigen. Dieser entsteht, wenn Energieendverbraucher 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.

103. Im Allgemeinen wird zwischen drei verschiedenen Effekten, die zu Rebound führen können, unterschieden. Der direkte Rebound-Effekt, auch Preiseffekt genannt, entsteht dadurch, dass eine Effizienzverbesserung die Nutzung einer Energiedienstleistung verbilligt. Dies macht den Konsum dieser attraktiver, führt zu einer Ausweitung der Nachfrage und letztlich zusätzlichem

Energieverbrauch. Bspw. senkt eine Effizienzsteigerung eines Pkws dessen Verbrauch pro gefahrenen Kilometer. Damit sinken die Kraftstoffkosten – Autofahren wird vergleichsweise günstiger. Für den einzelnen Autofahrer entstehen also Anreize, den sparsameren Pkw mehr zu fahren. Der Kraftstoffverbrauch für die zusätzlich gefahrenen Kilometer schmälert die ursprünglichen Kraftstoffeinsparungen der Effizienzverbesserung und es kommt zu positivem Rebound.

104. Der indirekte Rebound ist ein Einkommenseffekt. Die verbilligte Nutzung einer Energiedienstleistung infolge einer Steigerung der Effizienz erhöht das verfügbare Einkommen des Endenergieverbrauchers. Dies ermöglicht eine allgemeine Ausweitung des Konsums. Im Kontext des Beispiels des effizienteren Pkws bedeutet dies, dass die eingesparten Ausgaben für Kraftstoff anderweitig verwendet werden. Wird mit dem Ersparten etwa eine Urlaubsreise finanziert, entsteht etwa durch einen Flug ein zusätzlicher Energieverbrauch, der die Nettoeinsparung der Effizienzsteigerung beim Betrieb des Pkws reduziert.

105. Weitere Wirkungskanäle führen darüber hinaus zu einem gesamtwirtschaftlichen Rebound-Effekt. Die erwähnte Steigerung der Effizienz der Pkw-Flotte löst bspw. zunächst eine Reduktion der Nachfrage nach Kraftstoff aus. Dies kann zu niedrigeren Kraftstoffpreisen führen. Davon wiederum profitieren andere Marktteilnehmer. So wäre zu erwarten, dass mehr Kraftstoff für den Betrieb von Lkw eingesetzt wird und sich damit die Nettokraftstoffeinsparung der Effizienzverbesserung im Pkw-Bereich verkleinert. Effizienzsteigerungen können auch bestimmten Technologien zum Durchbruch verhelfen, die vorher nicht wettbewerbsfähig waren. Bereits Jevons (1866) beschreibt diesen Rebound-Mechanismus anhand des Durchbruchs der Dampfmaschine. Deren verbesserte Effizienz machte sie so erfolgreich, dass letztlich die Nachfrage nach Kohle „explodierte“. In der Realität treten alle drei Rebound-Effekte in Folge einer Effizienzverbesserung gleichzeitig auf. Der direkte Rebound-Effekt scheint dabei der dominante Effekt zu sein und ist deutlich stärker als etwaige indirekte Effekte [Koesler, 2013].

106. Die quantitative Bedeutung des Rebound-Effektes wird in der Wissenschaft kontrovers debattiert und ist nach wie vor Gegenstand aktueller Forschung. Je nach Anwendungsbereich variieren die bisher erhobenen bzw.

nachgewiesenen empirischen Ergebnisse. Für die Bereiche „motorisierter Individualverkehr“ sowie „Raumwärme und Klimatisierung in Haushalten“ scheint ein Rebound-Effekt von unter 30 % am realistischsten zu sein [Sorrell et al., 2009], d.h. dass 70 % der Energieeinsparung realisiert werden. Diese Größenordnung wird durch eine kürzlich für Deutschland durchgeführte Analyse für den Bereich der Raumwärme bestätigt, wobei der Rebound-Effekt bei niedrigen Einkommensklassen größer zu sein scheint [Madlener and Hauertmann, 2011]. Für den privaten Pkw-Verkehr in Deutschland gibt es allerdings auch Studien auf Basis des Mobilitätspanels, die den Rebound-Effekt auf 60 % und mehr beziffern [Frondelet et al., 2012, 2008]. Rebound-Effekte sollten bei der Gestaltung von Energie- und Klimapolitik berücksichtigt werden. Der Politik stehen dabei verschiedene Möglichkeiten zur Verfügung. Da Rebound meist durch unbewusste Verhaltensänderungen der Endverbraucher verursacht wird, können Informationen Abhilfe schaffen, die in Verbindung mit einer Effizienzsteigerung das Bewusstsein der Verbraucher schärfen. Ziel ist dabei, das Verhalten trotz der mit Effizienzsteigerungen verbundenen Verbrauchervorteile stabil zu halten. Dementsprechend könnte bspw. die Einführung von Verbrauchsstandards für neue Pkw um die Forderung ergänzt werden, dass aussagekräftige Informationen zum Fahrverhalten bereitgestellt werden müssen.

107. Bei der Beurteilung von politischen Energieeffizienzprogrammen sollten etwaige Rebound-Effekte im Rahmen einer Folgenabschätzung berücksichtigt werden. Der Einbezug von Rebound sorgt für eine realistischere ex-ante Abschätzung der tatsächlichen Einsparungen. Im Extremfall könnte eine Maßnahme, die zunächst vorteilhaft erschien, nach der Berücksichtigung von Rebound mehr Kosten als Nutzen aufweisen und sich damit als nicht sinnvoll herausstellen. Verbesserte Folgenabschätzungen liefern daher eine bessere Grundlage für politische Entscheidungsträger und ermöglichen letztlich rationalere Politikansätze.

108. In den USA werden Rebound-Effekte bereits seit einigen Jahren in der Energiepolitik berücksichtigt. Zum Beispiel haben die Environmental Protection Agency (EPA) und die National Highway Traffic Safety Administration des US-amerikanischen Verkehrsministeriums (NHTSA) die mit Effizienzstandards erreichbaren Kraftstoffeinsparungen um einen Rebound-Effekt in Höhe von 10 % reduziert.

109. Da der Rebound-Effekt die Wirksamkeit von Mindeststandards für Energieeffizienz negativ beeinflusst, sollte man bei Effizienzverbesserungen auf andere Instrumente setzen, die den Rebound-Effekt nicht begünstigen. Dazu zählen insbesondere Preisinstrumente. Im Gegensatz zu einem Effizienzstandard erhöht eine Steuer die Nutzungskosten der Energiedienstleistung und setzt somit monetäre Anreize zum Einsparen von Energie, ohne direkte und indirekte Rebound-Effekte aufkommen zu lassen. Auch ein Zertifikatehandelssystem, in dem die absolute Menge an eingesetzten Inputs reguliert ist, lässt keinen Raum für die Entwicklung von Rebound.

4 Entwicklung der erneuerbaren Energien

Das Wichtigste in Kürze

Die positive Entwicklung der erneuerbaren Energien setzte sich im Jahr 2012 fort. Das anspruchsvolle Ziel, den Anteil am Bruttoendenergieverbrauch bis zum Jahr 2020 von heute 12,5 % auf 18 % zu erhöhen, scheint weiterhin erreichbar. Die Zielerreichung ist jedoch kein Selbstläufer.

Wie bisher ist der Ausbau im Stromsektor die treibende Kraft. Im Jahr 2012 lieferte der Strombereich erstmals den höchsten Beitrag zur Endenergiebereitstellung aller drei Bereiche Strom, Wärme und Kraftstoffe. Im Zuge der Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) muss das Förderregime so ausgestaltet werden, dass der für die Zielerreichung notwendige Ausbaupfad der regenerativen Stromerzeugung erhalten bleibt. Es ist zu beachten, dass mit der geplanten Umstellung von Mindestzielen zu festen Ausbaukorridoren und damit Obergrenzen Zielverfehlungen in anderen Bereichen mit Blick auf die deutschen Klimaschutzziele ggf. nicht mehr durch höhere Beiträge der regenerativen Stromerzeugung ausgeglichen werden können.

Im Wärmesektor befindet sich der Ausbau erneuerbarer Energien auf dem Zielpfad, im Jahr 2020 einen Anteil von 14 % des Endenergieverbrauchs für Wärme/Kälte zu decken. Durch das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EE-WärmeG) genießen die regenerativen Quellen inzwischen einen hohen Stellenwert für die Versorgung neuer Gebäude. Allerdings geht die Erschließung regenerativer Nutzungspotenziale im Gebäudebestand nur schleppend voran. Von etwa einer halben Million Heizungserneuerungen jährlich basieren nach wie vor über 90 % hauptsächlich auf fossilen Brennstoffen.

Im Verkehrsbereich wurde im Jahr 2012 mit einem regenerativen Anteil von 5,7 % zum wiederholten Mal die im Biokraftstoffquotengesetz vorgegebene Quote von 6,25 % verfehlt. Neben den dominierenden Treibstoffen Biodiesel und Bioethanol kam mit Biomethan zwar erstmals ein Biokraftstoff der zweiten Generation zum Einsatz, dessen Bedeutung ist allerdings noch vernachlässigbar. Deshalb ist zeitnah eine deutliche Intensivierung der Aktivitäten zur Entwicklung und Verbreitung anderer regenerativ basierter Kraftstoffe geboten.

Für die energetische Nutzung der heute wichtigsten aber vom Ausbaupotenzial beschränkten Ressource Biomasse fehlen weiterhin Analysen zu einem langfristig systemoptimalen Einsatz zur Bereitstellung von Strom, Wärme und Kraftstoffen.

4.1 Gesamtentwicklung der erneuerbaren Energien und Zielerreichung

110. Bis zum Jahr 2020 soll sich der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch im Einklang mit der Europäische Richtlinie 2009/28/EG in Deutschland von 12,5 % (2012) auf mindestens 18 % erhöhen. Das Energiekonzept der Bundesregierung sieht in der Folge eine Steigerung auf 30 % bis 2030, auf 45 % bis 2040 und schließlich auf 60 % in 2050 vor. Dieser Zielpfad ist wiederum durch Unterziele in den Einzelsektoren Strom, Wärme und Kraftstoffe untersetzt.

111. Die angestrebte Entwicklung der erneuerbaren Stromversorgung wurde im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2012 gesetzlich fixiert. Im EEG 2012 ist der Mindestausbaupfad in 10-Jahres-Schritten von 2020 bis 2050 über die zu erreichenden Mindestanteile der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch vorgegeben. Beginnend mit einem Anteil von mindestens 35 % im Jahr 2020 werden für 2030 mindestens 50 %, für 2040 mindestens 65 % und im Jahr 2050 mindestens 80 % angestrebt. Im Koalitionsvertrag der Bundesregierung ebenso wie in dem am 17. Januar 2014 von Bundeswirtschaftsminister Sigmar Gabriel vorgestellten Papier „Eckpunkte zur EEG-Reform“ wurde das bestehende langfristige Mindestziel von 80 % bis 2050 aufrecht erhalten und die Zwischenziele wurden durch verbindliche Zielkorridore für die Zwischenjahre 2025 (40-45 %) und 2035 (55-60 %) ersetzt. Während die bisherigen Ziele nur eine Untergrenze darstellten, wird mit den verbindlichen Zielkorridoren jetzt eine Obergrenze eingeführt, deren Überschreiten nicht erwünscht ist. Generell soll hiermit dem Wunsch nach mehr Planungssicherheit für das Stromsystem außerhalb der Erneuerbaren Rechnung getragen werden. Die Korridore sind kompatibel mit einem fiktiven Ausbaupfad zum Erreichen der bisherigen Mindestziele und stellen somit keinen grundlegenden Kurswechsel hinsichtlich des Ausbautempos der erneuerbaren Energien im Stromsektor dar (siehe auch Kapitel 4.2). Angesichts der zum Erreichen des Klimaschutzziels im Jahr 2020 permanent steigenden Herausforderungen (siehe Kapitel 2) hält die Expertenkommission allerdings das Verfolgen eines Ausbaupfads am oberen

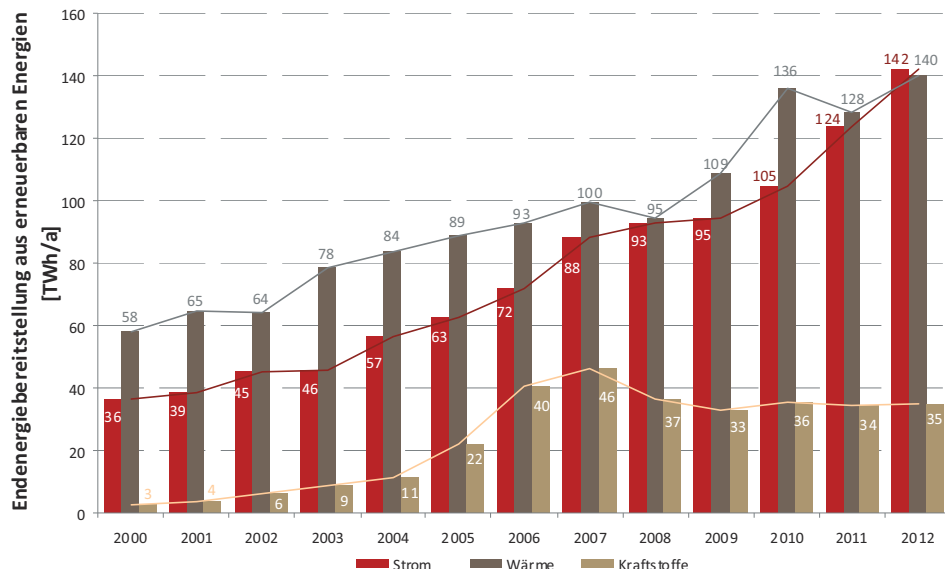
Rand des Korridors für erforderlich. Kritisch anzumerken ist zudem, dass die Möglichkeiten eventuelle Zielverfehlungen in anderen Bereichen durch einen zielüberschießenden Ausbau der erneuerbaren Elektrizitätserzeugung ausgleichen zu können, mit der vorgeschlagenen Einführung von Ausbaukorridoren regulatorisch eingeschränkt wird. Dies gilt für Zielsetzungen hinsichtlich des Anteils der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch, insbesondere aber für die Treibhausgasminderungsziele.

112. Der Monitoring-Bericht der Bundesregierung 2013 stellt zutreffend dar, dass im Jahr 2012 die erneuerbaren Energien einen Anteil von 12,5 % am Bruttoendenergieverbrauch erreichten, wovon die Stromerzeugung mit 45 % erstmals den größten Beitrag leistete. Auf dem Zielpfad wird Deutschland jedoch nur bleiben, wenn zukünftig sowohl die Energieeffizienzziele erfolgreich umgesetzt werden als auch der Ausbau der erneuerbaren Energien kontinuierlich fortgesetzt wird.

113. Die sektorscharfe Darstellung der bisherigen Entwicklung der Endenergiebereitstellung in Abb. 4-1 lässt besonders die witterungsbedingten Schwankungen im Wärmesektor erkennen. Bewertungen des Ausbaufortschritts auf Basis unbereinigter Daten sind somit nur eingeschränkt aussagefähig. Steigerungsraten wie zwischen den Jahren 2009 und 2010 sind im Wärmesektor zudem nur über den vermehrten Einsatz von Biomasse als Brennstoff möglich und nicht beliebig potenzierbar (siehe Kapitel 4.3). Abb. 4-1 verdeutlicht zudem die fehlende Ausbaudynamik im Kraftstoffsektor. Seit dem Jahr 2008 konnte hier kein nennenswerter Fortschritt erzielt werden. Im Gegenteil, der Trend erscheint eher rückläufig. Damit zeichnet sich bereits eine Zielverfehlung ab, wenn nicht gegengesteuert wird (s. Kapitel 2.3).

114. Die weitgehend vollständige statistische Darstellung der erneuerbaren Energien in aggregierter Form und in einzelnen Sektoren im Monitoring-Bericht der Bundesregierung wird im Folgenden durch einige Punkte ergänzt, die aus Sicht der Expertenkommission nicht unerwähnt bleiben dürfen, wenn der Pfad zur Energie der Zukunft erfolgreich besritten werden soll.

Abb. 4-1: Entwicklung der Bruttoendenergiebereitstellung aus erneuerbaren Energien nach Sektoren



Quelle: ZSW/AGEE-Stat [2013]

4.2 Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

115. Die politische Diskussion und das politische Handeln bezüglich der Energiewende sind derzeit fast ausschließlich auf die erneuerbaren Energien im Stromsektor fokussiert. Dies zeigt sich nicht nur in der medialen Wahrnehmung, sondern kommt sowohl im Monitoring-Bericht der Bundesregierung als auch im Koalitionsvertrag sehr deutlich zum Ausdruck. Getrieben ist dies durch das immanent präsente Thema „Kosten der Energiewende“, wobei sich die Debatte nahezu ausschließlich um die Entwicklung der EEG-Umlage dreht. Die eingeleitete Reform des EEG soll diesbezüglich Abhilfe schaffen. Zweifelsohne ist der erneute erhebliche Anstieg der EEG-Umlage zum Jahresbeginn 2014 ein wichtiges Thema, das einer entsprechenden Thematisierung und Einordnung bedarf. Es darf jedoch nicht aus dem Blick geraten, dass die Energiewende weit über den Stromsektor hinaus geht und ohne entscheidende Fortschritte gerade in den anderen Sektoren nicht zum Erfolg geführt werden kann.

116. Die deutliche Steigerung der EEG-Umlage in den vergangenen Jahren hatte mehrere Ursachen. Dazu zählt das unerwartet dynamische Wachstum einzelner Sparten der erneuerbaren Stromerzeugung in Kombination mit der

geringen zeitlichen Flexibilität bei der Anpassung des bestehenden Fördersystems.¹³ Zusätzlich umlagesteigernd wirkten der starke Rückgang der Börsenstrompreise, sowie die Ausweitung der Ausnahmeregelungen für die stromintensive Industrie, um nur zwei Einflussfaktoren zu nennen. Unabhängig von den Ursachen im Einzelnen unterstreicht die erreichte Gesamthöhe der EEG-Umlage die Notwendigkeit einer Reform des EEG und dessen stärkere Ausrichtung an Aspekten der Kosteneffizienz und Marktintegration, ohne die die Gestaltung eines zukunftsfähigen Stromversorgungssystems, das zudem kompatibel mit den Anforderungen des EU-Binnenmarktes sein muss, nicht möglich sein wird.

117. Mit den vorgelegten Eckpunkten zur EEG-Reform sollen Fortschritte hinsichtlich der Kosteneffizienz insbesondere durch eine Steuerung des Technologiemixes des zukünftigen Ausbaus ebenso wie bezüglich der absoluten Ausbaumenge erfolgen. Hierzu soll das im Bereich der Photovoltaik erfolgreich genutzte Instrument des „atmenden Deckels“ bzw. der zubauabhängigen Degression auf die Windenergienutzung an Land und die Biomasse übertragen werden. Wird der vorgesehene Ausbaupfad über- oder unterschritten erfolgt zeitnah eine Vergütungsabsenkung bzw. -erhöhung. Im Zuge der Einführung dieses Modells sollen auch die Degressionsintervalle deutlich verkürzt werden, so dass die Absenkung nunmehr vierteljährlich erfolgt. Im Bereich der Photovoltaik mit ihrer technologiespezifischen Ausbaudynamik hat die monatliche zubauabhängige Degression erfolgreich zur Kostenbegrenzung und daneben auch zur Verstetigung des Ausbaus beigetragen. Ob die Einführung dieser Regelung in modifizierter Form in den anderen genannten Sparten einen wesentlichen Beitrag zur Erhöhung der Kosteneffizienz leisten kann, bleibt abzuwarten.

118. Einen kostendämpfenden Effekt im Vergleich zum bisherigen Ausbaupfad wird vor allem die Reduktion des Ausbaus der Offshore-Windenergie von ursprünglich 10 GW auf 6,5 GW bis zum Jahr 2020 haben. Ergänzt wird dies

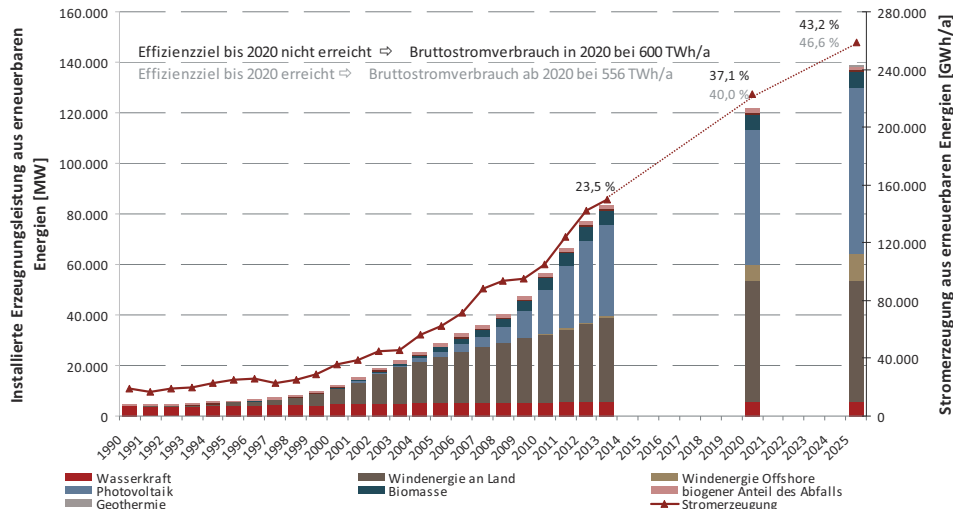
¹³ Als Reaktion auf diese Problematik erfolgte die Einführung der zubauabhängigen Degression in Monatsschritten für die Photovoltaik, wodurch zukünftig Kostensteigerungen durch einen starken Zuwachs der Photovoltaikleistung wirkungsvoll begrenzt werden.

durch einen avisierten jährlichen Zubau¹⁴ bei der Windenergie an Land und Photovoltaik von jeweils 2,5 GW, 100 MW im Bereich der Biomasse und einen den jeweiligen technischen Möglichkeiten entsprechenden Ausbau im Bereich der Wasserkraft und der Geothermie. Der so skizzierte Ausbaupfad des Eckpunktepapiers weist im Vergleich zu früheren Ausbaupfaden eine deutliche Steigerung im Bereich der Windenergie an Land und eine leichte Steigerung im Bereich der Photovoltaik auf, sofern es sich beim avisierten Zubau um Nettowerte handelt. Die Fokussierung des Ausbaus auf diese günstigsten Erzeugungstechnologien ist im Sinne der Kosteneffizienz zu begrüßen. Die Reduktion des Zubaus im Biomassebereich ist aufgrund ohnehin vorhandener Potenzialgrenzen nicht so gravierend, wie die im Eckpunktepapier enthaltene Zubaubegrenzung auf 100 MW vermuten lässt. In der Gesamtschau übersteigt der im Eckpunktepapier bis zum Jahr 2020 angestrebte Leistungszuwachs den ursprünglichen Ausbaupfad sogar, vorausgesetzt es handelt sich um Nettowerte. Dies ist vor allem in der Reduktion des Offshore-Wind- und Biomasseausbaus begründet. Beide Technologien können mit deutlich höheren Volllaststunden produzieren, so dass zur Bereitstellung einer unveränderten Strommenge höhere Leistungen bei der Windenergie an Land und der Photovoltaik installiert werden müssen. Zudem wird ein konstanter Stromverbrauch auf dem Niveau des Jahres 2012 (600 TWh/a) unterstellt¹⁵, so dass zum Erreichen der relativen Ziele eine höhere absolute Erzeugung und somit eine größere installierte Leistung erforderlich ist. Abb. 4-2 zeigt die Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2025 und den jeweils erreichbaren Anteil der erneuerbaren Energien basierend auf dem im Eckpunktepapier skizzierten Erzeugungspark, unter Annahme von Nettowerten.

¹⁴ Das Eckpunktepapier lässt offen, ob sich bei diesem Wert um den Brutto- oder den Nettozubau handelt. Der Bruttozubau entspricht der tatsächlichen im Laufe eines Jahres neu installierten und an das öffentliche Stromversorgungssystem angeschlossenen Erzeugungsleistung. Da insbesondere im Bereich der Windenergie an Land bereits erste Anlagen ihre ökonomische und/oder technische Lebensdauer überschritten haben und stillgelegt bzw. abgebaut werden, kann die Differenz der installierten Leistung zwischen Jahresende und Jahresbeginn geringer ausfallen als die Summe der Neuinstallationen. Den Wert der Differenz der installierten Gesamtleistung zum Jahresende und zu Jahresbeginn bezeichnet man als Nettozubau. Der Nettozubau ist somit der Bruttozubau abzüglich der Anlagenstilllegungen.

¹⁵ <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Erneuerbare-Energien/eeg-reform,did=616830.html>

Abb. 4-2: Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und der zugehörigen installierten Leistung gemäß den Eckpunkten zur EEG-Reform bis 2025



Quelle: ZSW/AGEE-Stat [2013], ZSW-Berechnung auf Basis des Eckpunktepapiers [BReg, 2014b]

119. Bei vollständiger Umsetzung des skizzierten Ausbaupfades würden die erneuerbaren Energien im Jahr 2020 einen Anteil von 37,1 % bei unverändertem Bruttostromverbrauch erreichen. Das bislang im EEG für das Jahr 2020 formulierte Mindestziel von 35 % würde somit sicher erreicht, sofern dies als Netto-Ausbau interpretiert wird. Auch im Jahr 2025 läge die regenerative Stromerzeugung innerhalb des von der Bundesregierung angestrebten Korridors von 40-45 %, sofern der Stromverbrauch auch bis dahin konstant bleibt. Sinkt der Stromverbrauch entsprechend des Effizienzziels im Energiekonzept um 10 % (im Vergleich zum Jahr 2008) erreichen die Erneuerbaren bereits 2020 einen Anteil von 40 %. Im Jahr 2025 lägen sie bei einem Stromverbrauch von rund 560 TWh mit 46,6 % leicht oberhalb des Zielkorridors.

120. Zur Erreichung des deutschen Klimaschutzzieles wäre diese Entwicklung erstrebenswert und erscheint auch aus Kostengesichtspunkten unkritisch. Denn der weitaus größte Teil der aktuell zu tragenden Kostenbelastung ist auf den bereits vorhandenen Anlagenbestand zurückzuführen, während die neu hinzukommenden Anlagen mit Ausnahme der Offshore-Windenergie nur noch vergleichsweise geringe Kostenzuwächse verursachen werden. Mit den angestrebten Maßnahmen zur EEG-Reform soll dieser Trend noch verstärkt wer-

den, indem der Zubau auf die kostengünstigsten Technologien fokussiert wird. Aufgrund der bereits bestehenden Vergütungsansprüche der Betreiber von Bestandsanlagen ist andererseits aber auch eine gravierende Absenkung der EEG-Umlage zeitnah kaum möglich. So wurden im Jahr 2013 an die Betreiber von Anlagen mit EEG-Vergütungsanspruch insgesamt rund 22,9 Mrd. Euro an Vergütungen entrichtet. Dies führte im Rahmen des Umlageverfahrens im Jahr 2013 zu einer EEG-Kernumlage¹⁶ in Höhe von 4,19 ct/kWh.¹⁷ Für das Jahr 2014 wird aufgrund der Erzeugungsprognosen der Übertragungsnetzbetreiber von einer EEG-Kernumlage in Höhe von 5,15 ct/kWh ausgegangen [BMU, 2013b]. Geht man auch in Zukunft von einem Vermarktungserlös zwischen 3,5 und 4,0 ct/kWh aus, wird dieser Teil der EEG-Umlage weitestgehend auch 2020 noch zu tragen sein. Angesichts der Höhe dieser bereits bestehenden Zahlungsverpflichtungen sind insbesondere für den teureren Teil des zukünftigen Ausbaus – die Offshore-Windenergie – auch alternative Formen der Finanzierung, wie bspw. eine (anteilige) Nutzung steuerfinanzierter Fondslösungen erwägenswert.

121. Die Expertenkommission weist zudem mit Blick auf die Diskussion der EEG-Kosten in der Öffentlichkeit darauf hin, dass der alleinige Blick auf die Höhe der EEG-Umlage wenig zielführend ist, da diese nur zum Teil von den absoluten Vergütungszahlungen an die EEG-Anlagenbetreiber abhängt. Eine wesentliche Rolle spielt der Marktwert des EEG-Stroms, der wiederum vom

¹⁶ Die EEG-Kernumlage setzt sich wie folgt zusammen: Aus den technologiespezifischen Vergütungszahlungen werden durch Abzug der jeweiligen Vermarktungserlöse die spartenspezifischen Differenzkosten ermittelt und aufsummiert. Von dieser Summe werden die vermiedenen Netznutzungsentgelte sowie die Einnahmen aus dem privilegierten Letztverbrauch (0,05 ct/kWh) abgezogen. Addiert werden die Vermarktungskosten der Übertragungsnetzbetreiber sowie die durch das Grünstromprivileg entstehenden Kosten. Dies ergibt die gesamten EEG-Differenzkosten für die Ermittlung der Kernumlage durch Division mit dem nicht-privilegierten Letztverbrauch. In der Kernumlage sind somit weder die mit der Liquiditätsreserve verbundenen Kosten noch durch den Saldo-Ausgleich des EEG-Kontos entstehende Nachholeffekte enthalten. Die Kernumlage enthält somit ausschließlich die im direkten Zusammenhang mit den Vergütungszahlungen und der Stromabnahme und –vermarktung verbundenen Kosten.

¹⁷ Der durchschnittliche Vermarktungserlös lag dabei im Jahr 2013 noch bei 4,78 ct/kWh, für die Prognose 2014 musste er aufgrund der Marktpreisentwicklung auf 3,7 ct/kWh abgesenkt werden, was einer der Hauptgründe für den deutlichen Anstieg der EEG-Kernumlage zwischen den Jahren 2013 und 2014 ist.

Großhandelsstrompreis an der Börse (Day-ahead-Markt) bestimmt wird. Je geringer die Stromgroßhandelspreise, desto höher werden die Mehrkosten des EEG-Stroms und damit die Höhe der EEG-Umlage. Bspw. ist der Anstieg der Umlage zum 01.01.2014 von 5,28 ct/kWh auf 6,24 ct/kWh zu 44 % auf den Großhandelspreiseffekt zurückzuführen. Insgesamt ist zu konstatieren, dass die Höhe der EEG-Umlage die Kosten des Ausbaus erneuerbarer Energien überschätzt und folglich – anders als in der öffentlichen Debatte oft dargestellt – kein geeigneter Indikator für die Kosten der Energiewende ist (siehe auch Kapitel 7).

122. Zu erwähnen ist zudem, dass über eine Erhöhung des Preises für CO₂-Zertifikate im Rahmen des Europäischen Emissionshandels auf einem Niveau von 25 Euro/t ein ähnlich hoher Reduktionseffekt für die EEG-Umlage erzielt werden könnte, wie durch die Umsetzung des Eckpunktepapiers. Zertifikatspreisbedingt würden die Börsenstrompreise von 4,0 ct/kWh auf knapp 5,1 ct/kWh steigen. Die erzielte stärkere Internalisierung der externen Effekte des CO₂-Ausstoßes würden die Differenzkosten und folglich die EEG-Umlage senken. Letztlich würden hierdurch die entstehenden Kosten anders und ggf. verursachungsgerechter verteilt (zu Verteilungseffekten siehe auch Kapitel 7.2). Zu bedenken ist allerdings, dass die nicht-privilegierten Stromkunden durch einen solchen CO₂-Preis stärker belastet würden, als es der Entlastung durch die sinkende EEG-Umlage entspricht.

123. Auch wenn die Einspareffekte hinsichtlich der zukünftigen EEG-Umlage durch die EEG-Reform überschaubar erscheinen, rechtfertigt die absolute Höhe dieser Größe eine intensive Diskussion über eine effizientere und marktnähere Ausgestaltung des zukünftigen Förderregimes. Dies gilt insbesondere mit Blick auf die Langfristentwicklung, damit es nach dem Ausscheiden der teuren Anlagengenerationen aus dem Vergütungssystem zwischen 2025 und 2035 auch tatsächlich zu einem Abbau der Kostenbelastung durch das EEG kommt. Um mittelfristig die Effizienz des Fördersystems weiter zu erhöhen, sieht die Bundesregierung in ihren Eckpunkten für die Reform des EEG vor, ab 2017 eine marktliche Bestimmung der Förderhöhe im Rahmen eines Ausschreibungsverfahrens einzuführen. Der Erfolg hinsichtlich der Kosteneffizienz hängt diesbezüglich sehr stark vom tatsächlichen Ausschreibungsdesign und der jeweiligen Parametrierung ab. Da internationale Beispiele hier eher negative Ergebnisse aufweisen [Batlle et al., 2011], ist es zu begrüßen, dass die Bundes-

regierung zunächst mit dem geschlossenen Segment der Photovoltaik-Freiflächen beginnt, um entsprechende Erfahrungen für das Gesamtfördersystem zu sammeln. Es ist aber fraglich, ob hier 2017 schon verwertbare Ergebnisse vorliegen werden. Es ist verständlich, dass die Bundesregierung mit diesem Ansatz der Diskussion auf europäischer Ebene Rechnung tragen will, was zur längerfristigen Stabilität und zum Abbau möglicher Unsicherheiten beitragen dürfte. Es ist jedoch dringend anzuraten, hier mit der notwendigen Sorgfalt und entsprechendem zeitlichen Vorlauf zu agieren, damit das Ziel eines kosteneffizienteren Fördersystems auch tatsächlich erreicht wird. Denn ein fehlerhaftes Ausschreibungsdesign führt häufig nicht zur gewünschten Effizienzsteigerung sondern im Gegenteil zu Mitnahmeeffekten und Kostensteigerungen.

124. Ein weiterer Schwerpunkt für die Weiterentwicklung des zukünftigen Fördersystems muss die zunehmende Marktintegration sein. Die Bundesregierung nennt im Eckpunktepapier bereits konkrete Maßnahmen. Vorgesehen ist ein stufenweiser Übergang von der optionalen zur verpflichtenden Direktvermarktung. Mit dem geplanten Inkrafttreten des neuen EEG im August 2014 werden zunächst Anlagen ab einer Größe von 500 kW zur Direktvermarktung verpflichtet, ab Januar 2016 alle Anlagen ab 250 kW und ab Januar 2017 sollen nur noch Anlagen unter 100 kW von der Pflicht zur Direktvermarktung ausgenommen werden. Damit wird das Fördersystem schrittweise von einem Festvergütungssystem auf ein Prämienmodell umgestellt. Die Ausgestaltung der Prämie bleibt dabei zunächst gleitend. Die Bundesregierung trägt damit den Erfahrungen seit Einführung der optionalen Marktprämie mit dem EEG 2012 Rechnung. Denn die gestiegene Bereitschaft und Fähigkeit der Anlagenbetreiber zur Übernahme wirtschaftlicher Risiken lässt sich an der Inanspruchnahme der mit dem EEG 2012 eingeführten optionalen Marktprämie ablesen: 100 % der Offshore-Windanlagen, 80 % der Windenergieanlagen an Land sowie 40 % der Biomasseanlagen haben in das Marktprämiensystem gewechselt. Dies legt den Schluss nahe, dass das Vermarktungsrisiko von den Anlagenbetreibern ab einer bestimmten Anlagengröße übernommen werden kann, ohne den weiteren Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung stark zu beeinträchtigen.

125. Der von der Bundesregierung angestrebte Wechsel zu einem System der verpflichtenden Direktvermarktung mit gleitender Marktprämie¹⁸ erscheint daher möglich und in der aktuellen Phase der beginnenden Marktintegration zielführend. Kleinanlagen können aus organisatorischen Gründen ausgenommen werden. Die gleitende Ausgestaltung der Marktprämie erscheint zum jetzigen Zeitpunkt, im heutigen Marktdesign und unter den aktuell geltenden Vermarktungsregeln sinnvoll, weil zumindest die Betreiber von fluktuierend erzeugenden Wind- und Photovoltaik-Anlagen nur sehr begrenzte Möglichkeiten zur Verfügung haben, um auf das Strompreisrisiko mit geeigneten Produktionsentscheidungen zu reagieren. Die Risiken der erforderlichen Langzeitpreisprognose würden deutliche Risikoaufschläge bedingen und somit erneut steigende Kosten für den Strom aus erneuerbaren Energien bedeuten. Die entstehende Unsicherheit würde zudem das Risiko der Zielverfehlung für die Allgemeinheit stark erhöhen. Mit Blick auf die beiden Oberziele – Reduktion der Treibhausgasemissionen und gleichzeitiger erfolgreicher Vollzug des Ausstiegs aus der Nutzung der Kernenergie – sollte die zukünftige Ausgestaltung des Fördersystems weder eine Zielverfehlung forcieren noch vermeidbare Kostensteigerungen auslösen. Daher sollte im politischen Entscheidungsprozess zur Weiterentwicklung des Fördersystems der kosteneffizienten Risikoallokation entsprechende Bedeutung beigemessen werden. Während der Koalitionsvertrag und die Eckpunkte für die Reform des EEG entsprechende Weichenstellungen für die kurzfristige Anpassung des Förderregimes vornehmen, geht es perspektivisch aber auch darum, die Marktstrukturen so weiter zu entwickeln, dass die stetig wachsenden Anteile erneuerbarer Energien vollständig integriert werden können. Mittel- bis langfristig – nach einer entsprechenden Innovations- und Lernphase der Marktteilnehmer – ist ggf. ein Über-

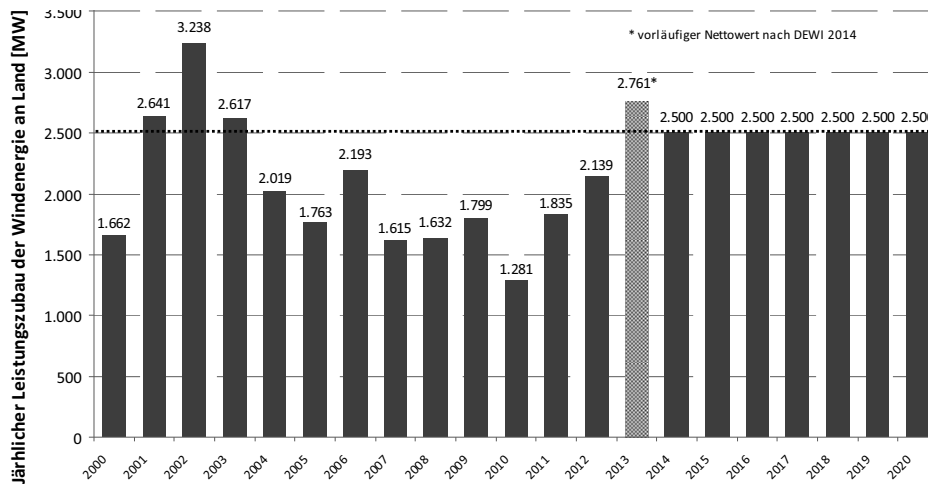
¹⁸ Die gleitende Marktprämie kombiniert Teile der anlagenspezifischen EEG-Vergütung mit der allgemeinen Marktpreisentwicklung. Der erneuerbare Strom wird selbst oder über einen Direktvermarkter an der Börse vermarktet. Der Anlagenbetreiber erhält somit den Marktpreis zum Zeitpunkt des Verkaufs. Zusätzlich 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.

gang zu fixen, technologieutralen Prämien mit der entsprechenden Risikoübernahme durch die Anlagenbetreiber erstrebenswert.

126. Ein bislang nicht ausreichend thematisierter Aspekt für eine effiziente Marktintegration ist die gezielte Nutzung bereits bestehender Vermarktungswege und Vertriebsstrukturen. Gegebenenfalls sollte dies durch die Ausgestaltung der Fördermechanismen gezielt unterstützt werden. Der im Koalitionsvertrag enthaltene Ansatz, große Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energien zur Garantie eines Grundlastanteils ihrer Maximaleinspeisung zu verpflichten, erscheint aus Sicht der Expertenkommission jedoch wenig geeignet. Der Ausgleich von (fluktuierendem) Angebot und Nachfrage obliegt im bestehenden System den Bilanzkreisverantwortlichen. Diese verfügen über die erforderliche Expertise ebenso wie über die notwendigen Instrumente, um den bilanziellen Ausgleich im System und somit dessen Stabilität effizient zu gewährleisten. Ein erzwungener Transfer dieser Verantwortung zu neuen Marktteilnehmern, die zwangsläufig über deutlich weniger Erfahrung und Expertise verfügen, erscheint wenig vorteilhaft und gerade unter Kostengesichtspunkten nicht sinnvoll.

Windenergie an Land

127. Im Rahmen der Energiewende setzt die Bundesregierung explizit auf den weiteren Ausbau der Windenergie, sowohl an Land als auch auf See. Der im Rahmen des Eckpunktepapiers zur EEG-Reform skizzierte Ausbaupfad für die erneuerbare Stromerzeugung sieht zukünftig einen jährlichen Zubau der Windenergie an Land von 2.500 MW (Zielwert innerhalb eines Zubaukorridors von 2.400 bis 2.600 MW) vor. Im Jahr 2012 betrug der Onshore-Leistungszubau 2.139 MW (netto), so dass zum Jahresende 2012 deutschlandweit Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von 30.869 MW an Land installiert waren. Im Jahr 2013 nahm der Ausbau deutlich zu. Die installierte Leistung stieg bis zum Ende des Jahres 2013 um 2.761 MW auf insgesamt 33.745 MW [DEWI, 2014]. Der Zubau des Jahres 2013 liegt somit über dem für die Zukunft formulierten Ausbauziel von 2.500 MW pro Jahr. Abb. 4-3 verdeutlicht jedoch, dass dieses Ausbauziel durchaus ambitioniert ist, denn im Jahr 2013 wurde dieser Zubauwert insgesamt erst zum vierten Mal erreicht. Diese Aussage schließt auch den in der Abbildung nicht dargestellten Zeitraum vor dem Jahr 2000 ein.

Abb. 4-3: Entwicklung der installierten Windleistung an Land in MW/a

Quelle: Eigene Darstellung; BReg [2014c]; DEWI [2014]; ZSW/AGEE-Stat [2013]

128. Die intensivere Nutzung der Windenergie an Land ist aus Kosteneffizienzgründen sinnvoll, da sie aktuell die kostengünstigste verfügbare erneuerbare Energiequelle mit nennenswertem weiterem Ausbaupotential darstellt. Dennoch ist gerade die Windenergie an Land durch den Vorwurf der Überförderung in den Fokus geraten. Ausgangspunkt der Debatte war das seit dem EEG 2000 unverändert geltende Referenzertragsmodell¹⁹. Eingeführt wurde dieser Mechanismus, um auch an weniger windstarken Standorten den Ausbau der Windenergie an Land wirtschaftlich zu ermöglichen und einen Ausgleich für die unterschiedlichen Standortqualitäten zu schaffen, selbst wenn dies bei gesamtwirtschaftlicher Betrachtung Effizienzverluste bedingt. Dem Anspruch, den wirtschaftlichen Anlagenbetrieb an weniger guten Standorten

¹⁹ Der Referenzertrag ist eine Rechengröße, die anhand von definierten technischen Richtlinien ermittelt wird. Als Eingangsgrößen werden zunächst die anlagenspezifische Leistungskurve der Windturbine sowie die Nabenhöhe der Windenergieanlage herangezogen. Der Referenzstandort ist gemäß Anlage 3 des EEG definiert durch eine Rayleigh-Verteilung mit einer mittleren Jahresgeschwindigkeit von 5,5 m/s in einer Höhe von 30 m über dem Grund, einem logarithmischen Höhenprofil und einer Rauigkeitslänge von 0,1 m. Für jede Anlage wird somit ein spezifischer Referenzertrag errechnet, der dem fiktiven Ertrag der untersuchten Anlage am definierten idealtypischen Referenzstandort entspricht. Dieser wird mit dem in der Realität erzielten Ertrag der Anlage in den ersten fünf Betriebsjahren verglichen. Hieraus ergibt sich die Standortqualität und entsprechend die Zeitspanne für die die Anlage Anspruch auf die erhöhte Anfangsvergütung hat.

sicherzustellen, gleichzeitig aber keine überhöhten Renditen an den besten Standorten zuzulassen, wird das Referenzertragsmodell in seiner aktuellen Ausgestaltung nicht mehr gerecht. Die Bundesregierung will laut den Eckpunkten zur Reform des EEG jedoch weiterhin an dem zweistufigen Modell festhalten, wobei einzelne Anpassungen vorgesehen sind. So sollen zukünftig erst Standorte deren Qualität unter 77,5 % des Referenzstandortes (bisher 82,5 %) die erhöhte Anfangsvergütung über den gesamten Vergütungszeitraum von 20 Jahren erhalten. Unterhalb der Referenzertragsschwelle von 77,5 % wird es weiterhin keine Differenzierung der Förderung geben, was bei zunehmender Nutzung von Binnenlandstandorten jedoch sinnvoll sein könnte. Zudem können nur Standorte mit einer Qualität unter 130 % (bislang 150 %) zukünftig eine Verlängerung der Anfangsvergütung über die ersten 5 Jahre hinaus in Anspruch nehmen.

129. Somit stellt sich die Frage, wie dieses Zubauvolumen dauerhaft generiert werden soll, wenn gleichzeitig eine Vergütungsabsenkung erfolgt und über die im Koalitionsvertrag zugesagte Länderöffnungsklausel einzelne Bundesländer über die individuelle Festlegung von Höhen- und Abstandsregelungen den Windausbau stark einschränken oder sogar vollständig verhindern können. Mit Bezug auf die Höhe der Anfangsvergütung weisen verschiedene Studien (z.B. Deutsche WindGuard, 2013) darauf hin, dass im Bereich der Windenergie an Land aktuell eine Überförderung vorliegt. Die von der Bundesregierung angestrebte Absenkung der Anfangsvergütung ist daher im Grundsatz richtig. Es ist jedoch bei der zukünftigen Ausgestaltung der Vergütungshöhe in Kombination mit der geplanten Anpassung des Referenzertragsmodells sicherzustellen, dass der angestrebte ambitionierte Ausbaupfad auch eingehalten werden kann. Obwohl zunächst am Referenzertragsmodell in modifizierter Form festgehalten werden soll, ist aus Sicht der Expertenkommission eine transparentere Regelung zur standortabhängigen Vergütung erstrebenswert. Denkbar wäre beispielsweise eine Ausgestaltung der Vergütung in Abhängigkeit von der Windhöflichkeit des jeweiligen Standorts. So könnte das intransparente Referenzertragsmodell durch ein leichter nachvollziehbares Konzept ersetzt werden.

130. Mit Blick auf den ambitionierten Ausbaupfad für die Windenergie an Land ist die im Koalitionsvertrag zugesagte Länderöffnungsklausel kritisch zu bewerten, die den Bundesländern eine landesspezifische Festlegung von Hö-

hen- und Abstandsregelungen ermöglichen soll. Dies gilt insbesondere, weil neben dem EEG bereits heute im Rahmen des Planungsrechts weitere Möglichkeiten zur Steuerung des Ausbaus der Windenergie an Land bestehen und die Regelungen des Bundesimmissionsschutzgesetzes gelten. Hierin sind zur Reduktion der Lärmbelastung bereits Mindestabstände zur Wohnbebauung festgelegt. Sofern höhere Anlagen keine stärkere Lärmbelastung bedeuten, ist eine automatische Anpassung der Abstandsregelungen aus Sicht des Immissionsschutzes unbegründet. Vor diesem Hintergrund ebenso wie in Anbetracht der Tatsache, dass bereits heute im Regionalplanungsverfahren Höhen- und Abstandsregelungen unter Darlegung entsprechender Gründe festgelegt werden können, erscheint die Länderöffnungsklausel sachlich nicht erforderlich.

Offshore-Wind

131. Während die Windenergie an Land mit stabilen Zubauraten ihren Anteil an der Stromerzeugung stetig vergrößert, blieb die Entwicklung der Offshore-Windenergie trotz einer Beschleunigung im Jahr 2013 aus technischen und ökonomischen Gründen weiterhin deutlich hinter den ursprünglichen Planungen, z.B. dem in der Offshore-Strategie 2003 skizzierten Ausbaupfad, zurück. Ende des Jahres 2012 waren 435 MW installiert, bis Ende Dezember 2013 betrug die installierte Leistung 915 MW. Weitere Offshore-Windparks mit einer Gesamtleistung von 2.144 MW sind im Bau. Weitere Genehmigungen liegen vor, so dass das im Koalitionsvertrag formulierte reduzierte Ausbauziel von 6.500 MW bis 2020 realistisch erreichbar scheint, wenn die erkennbare Entwicklungsdynamik beibehalten werden kann. Hierzu müssen die entsprechenden Rahmenbedingungen erhalten bleiben, was beispielsweise über die Verlängerung des Stauchungsmodells bis Ende 2019 gewährleistet werden kann. Dies wurde mit den Eckpunkten für die Reform des EEG von der Bundesregierung bereits beschlossen.

132. Die erzeugungsorientierte EEG-Förderung für Offshore-Wind liegt mit 15 bis 19 ct/kWh deutlich über den Fördersätzen von Onshore-Wind und Photovoltaik. Mit einer Steigerung der Offshore-Zubaudynamik werden daher auch bei einem reduzierten Ausbauziel spürbare Kostenwirkungen für die Letztverbraucher verbunden sein. So entfallen bereits 2014 rund 21 % (0,21 ct/kWh) der Steigerung der EEG-Umlage auf die Offshore-Windenergie und somit der größte technologiegetriebene Anteil des diesjährigen Anstiegs. Um dies künf-

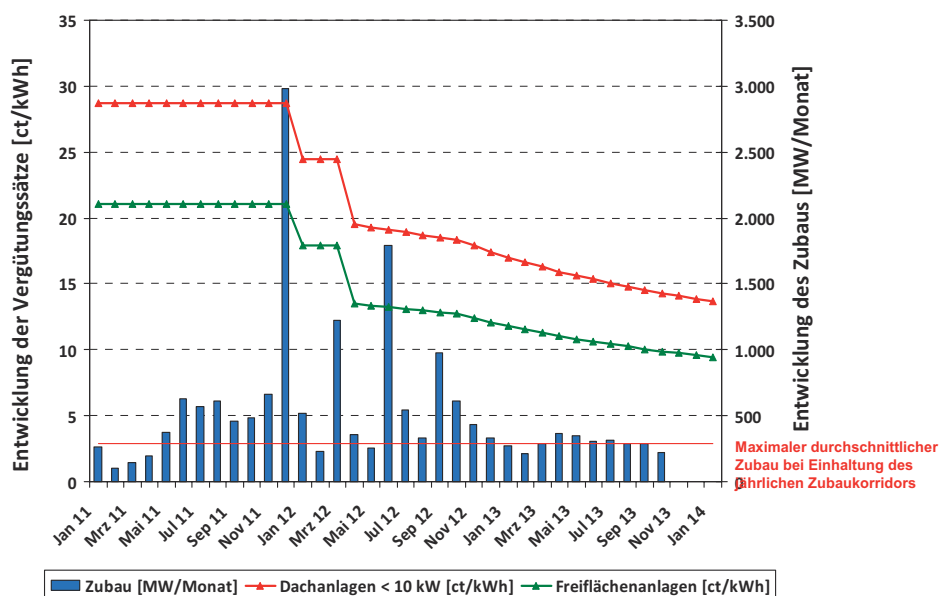
tig wirkungsvoll kontrollieren zu können, befürwortet die Expertenkommission die Einführung von Elementen einer Mengensteuerung für den Offshore-Wind. Die vorgesehene Verknüpfung mit den Netzanschlusszusagen im Rahmen des Offshore-Netzentwicklungsplans erscheint als sinnvolle Umsetzungsstrategie um zusammen mit den zugehörigen Realisierungsfahrplänen eine Synchronisation von Netz- und Kapazitätsausbau auf See zu erreichen. Es ist allerdings darauf hinzuweisen, dass der tatsächliche Stromabtransport dadurch jedoch nicht garantiert ist, da bislang eine Koordination mit dem Netzausbau an Land nicht ausreichend sichergestellt zu sein scheint. Hier besteht Handlungsbedarf.

Photovoltaik

133. Im Bereich der Photovoltaik ist für das Jahr 2013 erstmals ein deutlicher Rückgang der Neukapazitäten zu verzeichnen. Der Zubau betrug vorläufigen Ergebnissen zufolge insgesamt 3.305 MW, womit der bislang politisch angestrebte Ausbaukorridor von 2.500 bis 3.500 MW pro Jahr erreicht wurde. Hier zeigt sich die Wirkung der zum 01. April 2012 erfolgten deutlichen Absenkung der Vergütungssätze. Im Oktober 2013 sank die Vergütung für Freiflächenanlagen mit 9,88 ct/kWh erstmals unter die Marke von 10 ct/kWh und im Januar 2014 auf 9,47 ct/kWh. Kleine Dachanlagen (< 10 kW) erhalten im Januar 2014 mit 13,68 ct/kWh weiterhin den höchsten Vergütungssatz für Photovoltaik-Neuanlagen (siehe Abb. 4-4). Somit ist die Photovoltaik mittlerweile neben der Windenergie an Land die kostengünstigste in Deutschland verfügbare Technologie zur erneuerbaren Stromerzeugung mit Ausbaupotenzial.

134. Ende 2013 waren insgesamt 35.948 MW Photovoltaikleistung installiert. Nach Erreichen des im EEG festgelegten 52.000 MW-Deckels haben neue Photovoltaikanlagen keinen Anspruch auf Förderung. Bis dahin können somit noch knapp 16.000 MW Photovoltaikleistung innerhalb des EEG gefördert werden. Das in den Eckpunkten für eine Reform des EEG skizzierte Ausbauszenario sieht einen jährlichen Zubau von 2.500 MW als Zielwert vor, so dass dann bis zum Jahr 2020 die 52.000 MW-Schwelle überschritten wird. Aus Gründen der Kosteneffizienz ist ein höherer Zubau an Photovoltaikleistung sinnvoll, da Photovoltaikstrom ein mit der Windenergie an Land vergleichbares Kostenniveau erreicht hat und die Energiewende im Stromsektor vom Ausbau der Photovoltaik und der Windenergie getragen werden muss.

Abb. 4-4: Entwicklung der Vergütungssätze und des jeweiligen Zubaus von Photovoltaikanlagen im Zeitraum von Januar 2011 bis Januar 2014



Quelle: BNetzA [2014a]; EEG [2012]

135. Aus Kostensicht entfällt ein großer Teil der EEG-Umlage auf den Photovoltaik-Anlagenbestand. Im Jahr 2013 waren dies 2,25 ct/kWh von insgesamt 5,28 ct/kWh. Dass neu geförderte Photovoltaik-Anlagen heute kein Kostentreiber mehr sind, zeigt sich bereits in der EEG-Umlage 2014. Neue PV-Anlagen waren lediglich für 0,07 ct/kWh der Steigerung verantwortlich, obwohl im Jahr 2012 der bisherige Zubaurekord von 7.604 MW erreicht wurde und ein Großteil dieser Anlagen erst im Jahr 2013 vollständig zur Stromerzeugung beitrug. Mit einer Annäherung an den gewünschten Zubaukorridor und der fortschreitenden Degression der Vergütungssätze wird der Anteil der Photovoltaik an der EEG-Umlage zukünftig kaum noch steigen.

136. Hinsichtlich des häufig diskutierten Themas Eigenverbrauch sind bei der Photovoltaik mehrere Dinge zu berücksichtigen. Naturgemäß steigt die Attraktivität des Eigenverbrauchs mit steigendem Strompreinsniveau, jedoch sind der Eigennutzung von Photovoltaikstrom Grenzen gesetzt. Allein durch angepasstes Nutzerverhalten sind in Privathaushalten lediglich Eigenverbrauchsanteile von maximal 30-40 % erreichbar. Überschüssiger Strom muss dennoch in das Netz eingespeist werden, ebenso wie in Zeiten der Unterdeckung Strom aus

dem Netz bezogen wird, für den der Anlagenbetreiber die entsprechenden Letztverbraucherabgaben entrichtet. Auch die Kombination mit Speichersystemen stellt zumindest mittelfristig keine wirtschaftliche Alternative dar, so dass lediglich für den tatsächlich selbstverbrauchten Photovoltaikstrom die Letztverbraucherabgaben entfallen. Durch die deutliche Absenkung der Photovoltaikvergütung seit April 2012 ist heute ohne den partiellen Eigenverbrauch für kleine Photovoltaikdachanlagen kein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb möglich.

137. Wird Photovoltaikstrom selbst verbraucht, entlastet dies unter heutigen Gegebenheiten die EEG-Umlage, da geringere Vergütungszahlungen erforderlich sind, wenngleich damit auch eine Minderung des umlagepflichtigen Letztverbrauchs einhergeht. Um die Auswirkungen des Eigenverbrauchs von Photovoltaikstrom auf die EEG-Differenzkosten und die EEG-Umlage zu bewerten, müssen die entgangenen Vermarktungserlöse den vermiedenen Einspeisevergütungen gegenübergestellt werden. Im Jahr 2013 werden durch den Photovoltaikeigenverbrauch voraussichtlich Differenzkosten in Höhe von 162 Mio. Euro vermieden. Gleichzeitig ergibt sich ein Fehlbetrag aus der nicht entrichteten EEG-Umlage von 109 Mio. Euro, der vom verbleibenden nicht-privilegierten Letztverbrauch zu übernehmen ist. Insgesamt ergibt sich somit durch den Eigenverbrauch von Photovoltaikstrom eine leichte Entlastung der EEG-Umlage für die Letztverbraucher, da die vermiedenen Differenzkosten höher ausfallen als der Fehlbetrag bei der EEG-Umlage. Für die Netznutzungsentgelte bedarf es jedoch einer Lösung, denn mit dem Eigenverbrauch von selbst erzeugter PV-Elektrizität sinkt nicht die abendliche Lastspitze für den Strombezug aus dem Netz. Da aber die Lastspitze ein angemessener Maßstab für die Bereitstellung von Netzkapazitäten ist, sollte der PV-Eigenverbrauch nicht zu verringerten Netzentgelten führen. Sollten entsprechende Anpassungen vorgenommen werden, muss dies bei der Ausgestaltung der Vergütungssätze Berücksichtigung finden, um den Ausbau der Photovoltaik weiterhin zu ermöglichen.

4.3 Entwicklung der erneuerbaren Energien im Wärmemarkt

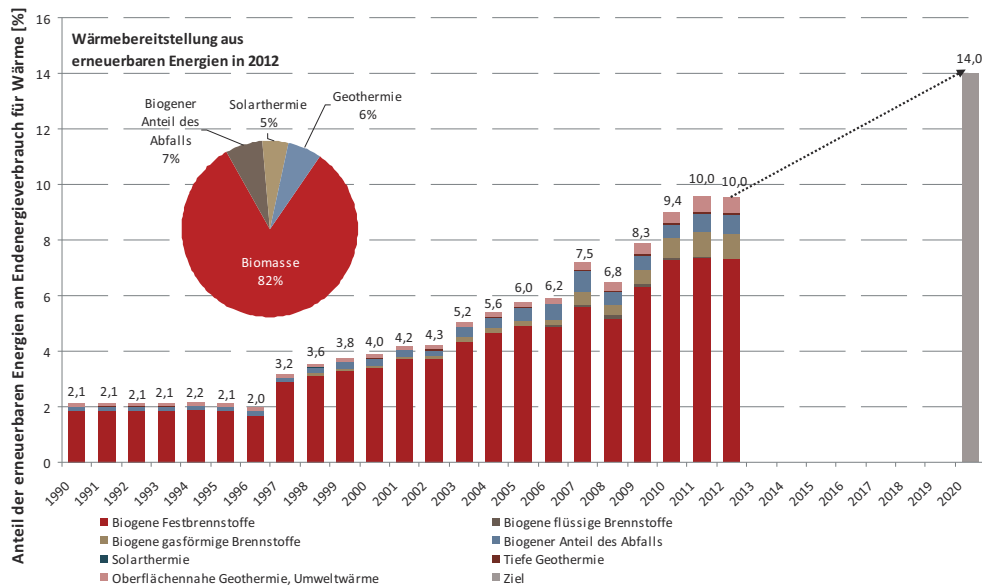
138. Im Jahr 2012 belief sich der regenerative Anteil am gesamten Endenergieverbrauch für Wärme einschließlich Prozesswärme und Kälte auf 10,2 %. Statistisch lässt der Trend erwarten, dass die im Erneuerbare-Energien-

Wärmegesetz (EEWärmeG) für 2020 formulierte Zielgröße von 14 % für Wärme und Kälte erreicht werden kann (vgl. Abb. 4-5). Weil die regenerative Wärmenutzung in der Industrie (derzeit etwa ein Sechstel der gesamten regenerativen Wärme) primär durch Holz im Holzverarbeitenden und Papiergewerbe bestimmt wird und somit eher konjunkturell beeinflusst ist, bestehen Ausbaupotenziale vor allem im Bereich der Wärmeversorgung von Gebäuden. Neben dem EEWärmeG, das für den Neubaubereich Quoten für die Nutzung erneuerbarer Energien vorschreibt²⁰ (aber auch Ersatzmaßnahmen zulässt), werden für den Gebäudebestand seitens der Bundesregierung in erster Linie durch das Marktanreizprogramm für erneuerbare Wärme (MAP) finanzielle Anreize gesetzt. Diese beiden Hauptinstrumente dürften deutlich mehr als die Hälfte der Investitionen in regenerative Wärmeerzeugungsanlagen abdecken. Sie stehen in Wechselwirkung mit anderen Instrumenten wie der Energieeinsparverordnung (EnEV) und dem CO₂-Gebäudesanierungsprogramm und werden durch weitere Maßnahmen der Länder und Kommunen sowie die Förderung von regenerativen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen ergänzt. Somit liegt nur ein kleinerer Teil der Investitionen in regenerative Wärme außerhalb dieses staatlich beeinflussten Bereichs. Hierbei handelt es sich um nicht oder nur in bestimmten Konstellationen förderfähige Anlagen wie Kaminöfen, luftgeführte Pelletöfen, solare Brauchwasseranlagen etc. beziehungsweise um Investoren, die keine Förderung erhalten oder darauf verzichten.

139. Der Erfahrungsbericht zum EEWärmeG bescheinigt dem Gesetz eine positive Wirkung, denn im Betrachtungszeitraum 2009-2011 wurden in mindestens der Hälfte aller Neubauten erneuerbare Energien genutzt [BMU, 2012a]. In den übrigen Fällen konnten die Anforderungen durch Ersatzmaßnahmen erfüllt werden, d.h. durch Übererfüllung der Anforderungen der Energieeinsparverordnung, durch die direkte Nutzung von Abwärme bzw. Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen oder den Bezug aus Wärmenetzen, welche wesentlich mit erneuerbaren Energien betrieben werden oder zu mindestens 50 % durch Abwärme oder KWK-Wärme.

²⁰ nach § 5 bei Nutzung von solarer Strahlungsenergie mindestens 15 %, bei Geothermie und Umweltwärme mindestens 50 %, bei gasförmiger Biomasse mindestens 30 % und bei flüssiger und fester Biomasse mindestens 50 % des Gesamtwärmebedarfs.

Abb. 4-5: Entwicklung des Anteils erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme



Quelle: Eigene Darstellung; BMU [2013a]

140. Im Gebäudebestand stellt sich die Situation hingegen anders dar. Nach dem EEWärmeG-Erfahrungsbericht wurden bis 2010 in lediglich 6 % aller bestehenden Gebäude praktisch ausschließlich erneuerbare Energien zur Deckung des Wärmebedarfs verwendet und in jedem achten Gebäude (13 %) zumindest anteilig. Weil der Gebäudebestand vom EEWärmeG praktisch nicht erfasst wird (mit Ausnahme öffentlicher Gebäude, die grundlegend renoviert werden), kann hier eine zusätzliche Nutzung erneuerbarer Energien derzeit praktisch nur mit öffentlichen Fördermitteln angereizt werden. Das wichtigste Programm in diesem Zusammenhang ist das Marktanreizprogramm des Bundes. Hierüber wurden im Jahr 2012 mit einem Fördervolumen von gut 300 Mio. Euro Investitionen von 1,33 Mrd. Euro angestoßen [BMU, 2013c]²¹. Positiv ist zu vermerken, dass im Marktanreizprogramm inzwischen zu einem erheblichen Anteil die Errichtung bzw. Erweiterung von Wärmenetzen gefördert wird. Hierauf entfielen Darlehen in Höhe von 273 Mio. Euro, was einer

²¹ Im Jahr 2013 dürften nach aktueller Schätzung der Bundesregierung ca. 380 Mio. Euro verausgabt worden sein.

Netzlänge von rund 1.150 km entsprechen dürfte (zusätzlich wurden im Rahmen der Wärmenetzförderung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes Wärmenetze gefördert²² [Bundestag, 2012]. Wärmenetze sind ein wichtiger Baustein zur Transformation des Wärmeversorgung aber auch zur Integration von Strom- und Wärmesektor, in dem über die Wärmespeicherfähigkeit einerseits Stromüberschüsse eingekoppelt (sog. power to heat) und andererseits über Kraft-Wärme-Kopplung bedarfsgerecht Strom bereitgestellt werden kann.

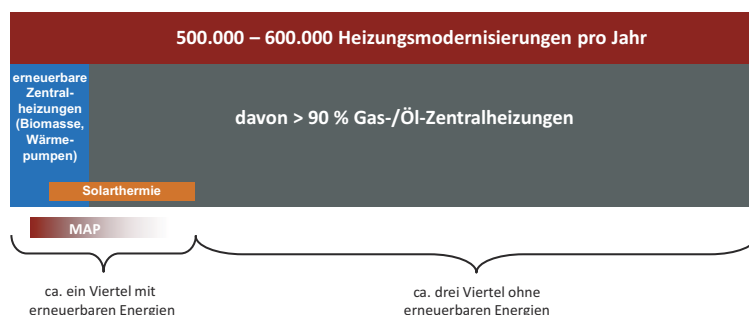
141. Trotz des in der Struktur sinnvollen policy mixes ist zu bedenken, dass die bisherige Entwicklung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt dadurch charakterisiert ist, dass die relative Zunahme mit einer vergleichbaren absoluten Zunahme der Wärmebereitstellung einherging. Der gesamte Endenergieverbrauch für Wärme hat hingegen nur geringfügig abgenommen. Sollte sich daran nichts Wesentliches ändern, müssten mit Blick auf das 14 %-Ziel im Jahr 2020 über 190 TWh Wärme aus regenerativen Quellen bereitgestellt werden (ggü. 138 TWh in 2012), was bei Einhaltung von Nachhaltigkeitskriterien speziell bei der Nutzung der heute mit Abstand wichtigsten Ressource Biomasse nicht unproblematisch ist (vgl. Stellungnahme der Kommission zum ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung zum Berichtsjahr 2012). Sehr wichtig bleibt deshalb weiterhin die Senkung des Endenergieverbrauchs für Wärme, um mit Blick auf die mittel- und langfristigen Klimaschutzziele ein ausgewogenes Verhältnis zwischen Effizienz und erneuerbaren Energien zu erreichen.

142. Dies gilt besonders für den angestrebten klimaneutralen Gebäudebestand, der künftig auch stärker in den Fokus des Ausbaus erneuerbarer Energien gerückt werden muss. Zwar wird durch die mit dem Marktanreizprogramm induzierten Investitionen jährlich eine zusätzliche Wärmemenge von etwa 2 TWh bereitgestellt [MAP, 2012], trotzdem haben erneuerbare Energien – im Unterschied zum Neubausektor – hier bislang kaum nennenswerte Bedeutung erlangt. Von den jährlich 500.000-600.000 Heizungsmodernisierungen

²² Vorläufige Zahlen zur KWKG-Wärmenetzförderung 2012 (1.1. bis 20.11. 2012) zeigen, dass 575 Anträge für knapp 500 km Trassenlänge gestellt wurden (davon wurden 515 Anträge positiv beschieden; die Zahlen sind nicht um eine mögliche Überschneidung mit der MAP-Förderung bereinigt).

gen werden nach wie vor über 90 % der Hauptheizungen fossil ersetzt²³ [nach BDH, 2013] (vgl. Abb. 4-6), so dass damit die Beheizungsstruktur der betreffenden Gebäude bis zum Jahr 2030 und ggf. darüber hinaus weitgehend festgelegt wird.

Abb. 4-6: Abschätzung der Größenordnung von Heizungsmodernisierungen mit und ohne erneuerbare Energien



Quelle: Eigene Angaben

143. Die Möglichkeiten, zusätzliche Potenziale regenerativer Wärme im Gebäudebestand zu mobilisieren, wurden bereits vielfach diskutiert. Dies kann grundsätzlich durch eine so genannte autonome Nachfrage entstehen, die in erster Linie durch den Anstieg der Kosten für eine konventionelle Wärmebereitstellung getrieben wird. Derzeit ist allerdings nicht absehbar, dass daraus ein nennenswerter Impuls entstehen wird (der dann auch die staatliche Förderung für die entsprechenden Anwendungen entbehrlich machen würde). Folglich soll die bestehende Förderung durch das Marktanzreizprogramm auch nach dem Koalitionsvertrag der Bundesregierung weiter geführt bzw. „verstärkt“ werden. Aus Sicht der Kommission ist im Falle einer Ausweitung der För-

²³ Zwar wird mit ca. 80 % ein Großteil der jährlich installierten ca. 150.000 Solarwärmeeinheiten im Gebäudebestand eingesetzt. Durch die i. d. R. geringen Deckungsanteile von 10 bis 25 % ist ihre Bedeutung bezogen auf die Energiemengen aber deutlich geringer, als es die Anlagenzahlen suggerieren. Selbst wenn man die anteilige Energiebereitstellung aus Solarwärmeeinheiten einbezieht, ist davon auszugehen, dass in drei Vierteln der Fälle keine regenerative Nutzung erfolgt. Auch im KfW-Programm „Energieeffizient Sanieren“ lag im Förderjahr 2011 der Anteil erneuerbarer Energien bei einer Modernisierung der Heizungsanlage nur bei etwa 20%.

derbudgets²⁴ allerdings zu prüfen, ob dadurch tatsächlich eine entsprechende Ausbaudynamik erzielt werden kann. Dies ist zu erwarten, wenn vorhandene Potenziale bislang aufgrund zu geringer Programmbudgets nicht erschlossen werden konnten. Ein solcher Nachfrageüberhang bestand zwar teilweise in den Vorjahren, ist für das Förderjahr 2012 jedoch nicht belegt. Aus Sicht der Programmsteuerung ist eine Balance zwischen Angebot und Nachfrage zwar sinnvoll, sie lässt aber auch den Schluss zu, dass die gesetzten Förderquoten offenbar für eine höhere Nachfrage nicht attraktiv genug sind. Bei einer Anhebung der Förderquote besteht jedoch die Gefahr, unerwünschte Mitnahmeeffekte zu erzeugen, auf die es im Rahmen früherer Evaluierungen des Marktanreizprogramms Hinweise gab²⁵.

144. Um im Gebäudebestand voranzukommen, ist es daher sinnvoll, neben der etablierten Darlehens- und Zuschussförderung weitere Instrumente in Betracht zu ziehen. Ein Beispiel ist die in Baden-Württemberg seit 2010 bestehende anteilige Nutzungspflicht (derzeit 10 %, geplant 15 %) für erneuerbare Energien beim Austausch der Heizungsanlage im Wohngebäudebestand nach dem Gesetz zur Nutzung erneuerbarer Wärmeenergie (EWärmeG), die derzeit auch auf den Nichtwohngebäudebestand ausgeweitet werden soll [EWärmeG, 2013]. Mit dem Koalitionsvertrag hat sich die Bundesregierung allerdings explizit gegen eine bundesweite Nutzungspflicht ausgesprochen („Der Einsatz von erneuerbaren Energien im Gebäudebestand sollte weiterhin auf Freiwilligkeit beruhen“). Aus Sicht der Kommission ist deshalb die steuerliche Begünstigung von Investitionen zur Nutzung erneuerbarer Wärme zu prüfen, die im Zusammenhang mit der energetischen Sanierung von Gebäuden sehr intensiv diskutiert aber bislang nicht umgesetzt wurde (vgl. dazu Kapitel 3.2). Angesichts der großen Bedeutung des Wärmemarktes und speziell des Gebäudebestandes für die Minderung der Treibhausgasemissionen sollte sich die Bundesregierung dieses Themas zeitnah mit dem gebotenen Nachdruck annehmen.

²⁴ Eine Erhöhung des Fördervolumens für den Zeitraum 2009-2012 auf einen jährlichen Betrag von bis zu 500 Mio. Euro wurde seinerzeit bereits in § 13 EEWärmeG aufgenommen.

²⁵ Analog gilt dies für eine kumulative Förderung durch die Bundesländer, für umlagefinanzierte Fördermodelle, die z.B. im Rahmen des Erfahrungsberichts zum EEWärmeG diskutiert wurden etc.

4.4 Erneuerbare Energien im Kraftstoffsektor

145. Das Energiekonzept der Bundesregierung enthält kein explizites Ziel für die Nutzung regenerativer Kraftstoffe, wenngleich die Ausbauszenarien zur Erfüllung des 18 %-Anteils am Bruttoendenergieverbrauch in 2020 von einem energetischen Anteil der Erneuerbaren Energien im Kraftstoffsektor von rund 12 % ausgehen²⁶. Verpflichtet ist die Bundesrepublik jedoch zur Erfüllung des von der EU-Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung erneuerbarer Energiequellen [EU, 2009] vorgeschriebenen Ziels, bis 2020 einen verbindlichen Anteil der erneuerbaren Energien an der Endenergiebereitstellung im Verkehrssektor von 10 % zu erreichen. Hierzu zählt neben Biokraftstoffen auch der Einsatz von erneuerbar erzeugtem Strom, der in Elektrofahrzeugen mit dem Faktor 2,5 angerechnet wird.

146. Die europäischen Vorgaben finden auf Bundesebene ihren Niederschlag im Gesetz zur Änderung der Förderung von Biokraftstoffen aus dem Jahr 2009, das seinerseits entsprechende Änderungen der Regelungen in § 37 a des Bundesimmissionsschutzgesetzes bewirkte. Verpflichtet ist somit derjenige, der Kraftstoffe in Verkehr bringt. Er muss den vorgeschriebenen Anteil an entsprechenden Biokraftstoffen beimischen bzw. Reinkraftstoffe verkaufen. Ziel der Regelungen ist somit, die kraftstoffbedingten CO₂-Emissionen wirkungsvoll zu begrenzen. Parallel zu diesem kraftstofforientierten Ansatz adressiert die Verordnung (EG) Nr. 443/2009 zur Festsetzung von Emissionsnormen für neue Personenkraftwagen und leichte Nutzfahrzeuge auf europäischer Ebene die technische Entwicklung der Fahrzeuge und verpflichtet die Fahrzeughersteller effizientere Antriebstechnologien nicht nur zu entwickeln, sondern auch zum Einsatz zu bringen (siehe auch Kapitel 3.2).

147. Die konkrete Umsetzung der EU-Richtlinie 2009/28/EG in deutsches Recht ergibt bis einschließlich 2014 eine fixe, verbindliche, auf den Energieinhalt bezogene Quote in Höhe von 6,25 %. Ab 2015 werden die fixen Beimischungsquoten durch die Netto-Treibhausgasminderung des Biokraftstoffeins

²⁶ Bundesrepublik Deutschland. Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. 04. August 2010. Berlin.

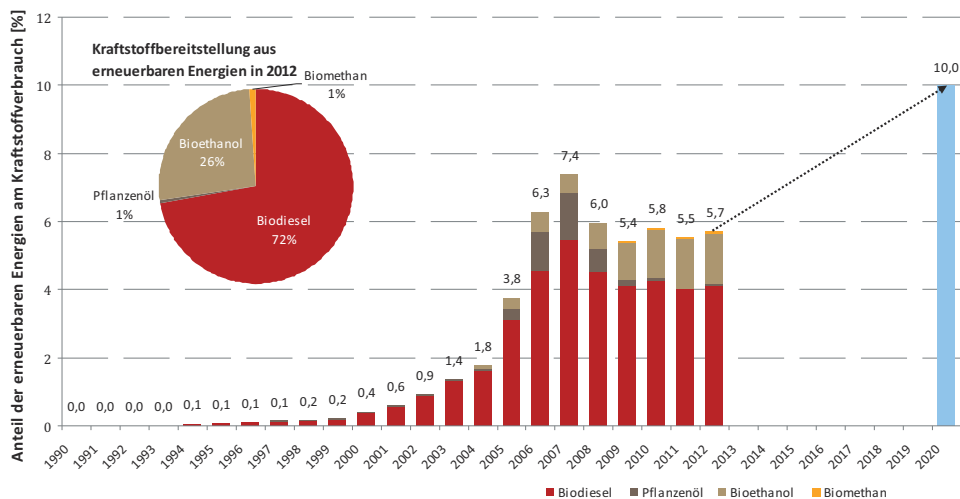
satzes als Wirkungsmaßstab ersetzt. Gesetzlich verankert wurde das Ziel, bis 2020 durch die Erhöhung der Beimischungsquote die Wirkung der Netto-Treibhausgasminde rung sukzessive von 3 % im Jahr 2015 auf 7 % im Jahr 2020 zu steigern. Dies entspricht der im Nationalen Aktionsplan Erneuerbare Energien (NREAP) enthaltenen Biokraftstoffquote von rund 12 % (energetisch) im Jahr 2020 [BMU/BMELV, 2010].

148. Aus Nachhaltigkeitsgründen gibt die EU-Richtlinie vor, dass für eine Anrechnung der eingesetzten Biokraftstoffe deren Treibhausgasminde rungswirkung mindestens 35 % betragen muss. Ab 2017 steigt diese Mindestanforde rung auf 50 % und für Biokraftstoffe aus Neuanlagen ab 2018 auf 60 %. Mit Ausnahme von Biodiesel aus Abfallstoffen und Biomethan aus Gülle erfüllt jedoch keiner der heute verfügbaren Biokraftstoffe diese Vorgaben [FNR, 2011]. Die unter Verwendung von Anbaubiomasse erzeugten Biokraftstoffe der ersten Generation (Pflanzenöl, Biodiesel und Bioethanol) schneiden diesbezüglich besonders schlecht ab, stellen aber den weitaus überwiegenden Anteil der heute in Deutschland eingesetzten Biokraftstoffe. Hier besteht somit zeitnah Handlungsbedarf (siehe unten).

149. Wie im Monitoring-Bericht der Bundesregierung dargestellt, entfielen im Jahr 2012 72 % des gesamten Biokraftstoffeinsatzes (35,3 TWh bzw. 127 PJ) auf Biodiesel. Bioethanol erreichte 26 %. Pflanzenöl hat als Kraftstoff kaum noch eine Bedeutung und erreichte lediglich 1 %. Mit ebenfalls 1 % leistete erstmals ein Biokraftstoff der zweiten Generation – Biomethan – einen nennenswerten Beitrag (vgl. Abb. 4-7). Insgesamt ist die Entwicklung der Kraftstoffbereitstellung aus erneuerbaren Energien in Deutschland seit dem Rekordjahr 2007, in dem bereits ein Anteil von 7,4 % erreicht wurde, deutlich zurückgegangen und pendelte in den vergangenen Jahren zwischen 5,4 % und 5,8 %. Im Jahr 2012 wurden 5,7 % erreicht, was einen leichten Anstieg im Vergleich zum Vorjahr bedeutet. Dieser ist jedoch weniger auf eine absolute Steigerung des Einsatzes von Biokraftstoffen zurückzuführen. Vielmehr fand im Bereich Biodiesel ein Austausch von Biodiesel aus Anbaubiomasse durch Biodiesel aus Abfallstoffen statt, da letzterer für die Erfüllung der Quote doppelt angerechnet werden kann. Auf diese Weise konnte die Quote rein rechnerisch leicht gesteigert werden. Dennoch genügt der erreichte Anteil von 5,7 % auch in 2012 nicht, um die gesetzliche Vorgabe von 6,25 % zu erfüllen. Auf diese Problemlage geht die Bundesregierung in ihrem Monitoring-Bericht allerdings

nicht ein. Laut § 37c BImSchG sind bei einer Nichterfüllung der Gesamtquote ebenso wie bei der Unterquote für Biodiesel (4,4 %) vom Verpflichteten 19 Euro pro fehlendem Gigajoule (entspricht 67 ct/l für Biodiesel) zu entrichten. Bei einer Verfehlung des Ethanolanteils im Ottokraftstoff (mindestens 2,8 %) liegt die Pönale bei 43 Euro pro Gigajoule (97,5 ct/l für Bioethanol). Da die Möglichkeit besteht, Übererfüllungen der Quote aus den vorangegangenen Jahren – dies betrifft insbesondere die Jahre 2006 bis 2009 – bei Nichterfüllung der Quote im laufenden Jahr anrechnen zu lassen, ist die Höhe der tatsächlich erfolgten Strafzahlungen nicht bekannt. Für die Verfehlung der Gesamtquote um 0,55 %-Punkte hätten sich die Strafzahlungen für 2012 jedoch theoretisch auf 232,75 Mio. Euro belaufen müssen.

Abb. 4-7: Anteil der erneuerbaren Energien am Kraftstoffverbrauch



Quelle: Eigenen Darstellung; BMU [2012b]

150. Die tendenziell rückläufige Entwicklung ist vor allem auf die Änderung der gesetzlichen Rahmenbedingungen zurückzuführen. Wie die Bundesregierung in ihrem Bericht zur Steuerbegünstigung für Biokraftstoffe 2012 betont, will sie auch zukünftig die Zielerreichung ausschließlich durch das Instrument der Beimischungsquote sicherstellen. Angesichts der offensichtlichen Zielverfehlung der vergangenen Jahre, der begrenzten Verfügbarkeit der Ressource Biomasse sowie der geringen Aktivitäten hinsichtlich der Entwicklung innovativer Kraftstoffe, die die Treibhausgasvorschriften sicher einhalten könnten, scheint die Zielerreichung sehr unsicher.

151. In jüngster Zeit wurde auch auf europäischer Ebene das Biokraftstoffziel kontrovers diskutiert. Kern der Diskussion ist eine Konkretisierung des 10 %-Ziels durch Unterziele für einzelne Kraftstoffsegmente. Da Biokraftstoffe der ersten Generation bei Nutzung von Anbaubiomasse einerseits die ab 2015 geltenden Anforderungen an die Treibhausminderung kaum werden einhalten können und andererseits in Konkurrenz zum Nahrungs- und Futtermittelanbau stehen, sollte deren Anteil zur Erfüllung der Quote begrenzt werden (diskutiert wurde bspw. ein Maximum von 6 %-Punkten). Zudem soll eine Mindestquote für den Einsatz von „advanced biofuels“ (Biokraftstoffe der zweiten und dritten Generation) eingeführt werden (Diskussionsstand: 0,5 %-Punkte in 2016 ansteigend auf 2,5 %-Punkte in 2020). Da in diesem Segment noch viel Entwicklungsarbeit zu leisten ist, steht für bestimmte Kraftstoffe die Möglichkeit der Mehrfachanrechnung im Raum, um Innovationen anzureizen und deren Umsetzung zu beschleunigen.²⁷ Die bereits bestehenden Möglichkeiten zur Nutzung der Mehrfachanrechnung²⁸ beim Einsatz alternativer Energieträger (z.B. regenerativ erzeugter Wasserstoff oder erneuerbarer Strom) sollten davon unberührt bleiben. Eine Einigung hinsichtlich der Anpassung der Zielsetzungen wurde jedoch nicht erzielt. Durch die anstehenden Wahlen auf europäischer Ebene sind weitere Verzögerungen denkbar, so dass zeitnah keine konkreten Impulse zu erwarten sind.

²⁷ Diskutiert wurde die einfache Anrechnung der Energiemenge auf das Gesamtziel ebenso wie auf das 2,5%-Ziel. Die Anrechnung soll für solche Kraftstoffe möglich sein, die aus Abfällen und Reststoffen gewonnen werden. Ebenso wurde eine doppelte Anrechnung der Energiemenge auf das Gesamtziel für Kraftstoffe diskutiert, die aus gebrauchten Speiseölen und/oder tierischen Fetten hergestellt werden. Der höchste Anreiz sollte durch eine vierfache Anrechnung der Energiemenge auf Gesamt- und 2,5%-Subziel für den Einsatz von Kraftstoffen aus Algen, Bakterien, erneuerbaren flüssigen und gasförmigen Kraftstoffen nicht biologischem Ursprungs sowie Carbon Capture and Utilization beim Einsatz im Verkehrssektor gesetzt werden.

²⁸ Die Richtlinie sieht vor, dass erneuerbar erzeugter Strom, der in Elektrofahrzeugen eingesetzt wird, mit dem Faktor 2,5 in die Berechnung der Quote einbezogen wird. Für erneuerbaren Wasserstoff soll es ebenfalls einen höheren Anrechnungsfaktor geben. Dieser wurde bislang jedoch nicht festgelegt. Wenn diese Optionen sehr intensiv zum Einsatz kommen, kann dies jedoch zur Folge haben, dass die angestrebte Treibhausgasreduktion nicht in vollem Umfang erzielt wird. Hinzu kommt die noch ungeklärte Problematik der Doppelanrechnung von erneuerbarem Strom, der gegebenenfalls sowohl für das Stromziel als auch für das Kraftstoffziel angerechnet werden könnte.

152. Das 10 %-Ziel der EU ist gerade für Deutschland ein anspruchsvolles Ziel. Um es zu erreichen, bedarf es in jedem Fall zusätzlicher Maßnahmen, selbst wenn das Ziel der Bundesregierung, den Endenergieverbrauch im Verkehrssektor um 10 % gegenüber 2005 zu senken, erreicht werden sollte, was jedoch nicht als gesichert angesehen werden kann (siehe Kapitel 3.2). Wird das Effizienzziel nicht erreicht, erhöht sich der für die Zielerreichung erforderliche absolute Beitrag der erneuerbaren Energien zusätzlich. Der Einsatz von alternativen Kraftstoffen müsste dann ausgehend von 2012 nahezu verdoppelt werden. Über die alleinige Steigerung der Produktion von Biokraftstoffen im Inland kann dies kaum erreicht werden, zumal aus Gründen der Nachhaltigkeit und Ressourcenschonung die Biomassenutzung im Inland zukünftig stärker auf die Nutzung von Abfällen und Reststoffen fokussiert werden sollte [UBA, 2013b]. Unter diesem Aspekt wäre eine Steigerung des Imports von Biokraftstoffen ebenfalls problematisch. Die Expertenkommission wiederholt deshalb ihre Empfehlung der Stellungnahme zum Monitoring-Bericht 2012, dass die Aktivitäten der Bundesregierung dahingehend intensiviert werden müssen, Alternativen zu Biokraftstoffen der ersten Generation zu erschließen.

153. Deutschland könnte hier eine Vorreiterrolle beim Einsatz von Wasserstoff – elektrolytisch mit erneuerbarem Strom erzeugt – bzw. daraus im Power-to-Gas-Verfahren hergestellten synthetischen Erdgas übernehmen. Gleiches gilt für batterieelektrisch betriebene Fahrzeuge. Das Ziel, bis 2020 deutschlandweit 1 Million Elektrofahrzeuge in Betrieb zu haben, ist hier nur ein erster Schritt, da es analog zu den Emissionsgrenzwerten der EU vorrangig im Personenverkehr umgesetzt werden soll. Auf der Basis von erneuerbarem Strom in Kombination mit innovativen Antriebskonzepten ließen sich jedoch auch die Emissionen des Straßengüterverkehrs deutlich reduzieren. Studien zeigen, dass alternative Antriebe in Nutzfahrzeugen bereits 2020 konkurrenzfähig sein könnten, wenn die entsprechenden Anreize gesetzt werden [den Boer et al., 2013]. Hierzu gehört auch der flankierende Aufbau von Infrastrukturen, wie der Aufbau eines standardisierten Wasserstofftankstellennetzes entlang der Transitlinien. Die Expertenkommission regt diesbezüglich an, sich diesem Thema im Fortschrittsbericht 2014 vertieft zu widmen.

4.5 Spartenübergreifende Betrachtung der Biomasse

154. In der Gesamtbetrachtung ist die Biomasse auch 2012 die bedeutendste erneuerbare Energiequelle: Mit insgesamt 196,2 TWh deckte sie allein 7,8 % des gesamten deutschen Endenergiebedarfs [BMU, 2013d], was knapp 62 % der erneuerbaren Endenergiebereitstellung entspricht. Die Vielseitigkeit der verschiedenen Formen der Biomasse, die deren Einsatz in allen Sektoren ermöglicht, ist hierfür ursächlich.

155. Gerade die Flexibilität des Einsatzes in Kombination mit dem absehbaren Erreichen der Grenzen des nachhaltigen Nutzungspotentials verlangt jedoch nach vorausschauenden Maßnahmen. Dies gilt nicht nur für die energetische Nutzung zur Strom-, Wärme- und Kraftstofferzeugung. Es sollte gleichzeitig der zukünftige Bedarf für die stoffliche Nutzung von Biomasse sowie der Bedarf an Nahrungs- und Futtermitteln in die Betrachtungen einbezogen werden, um mögliche Fehlanreize zu vermeiden und dem zunehmenden Auftreten von Nutzungskonkurrenzen entgegenzuwirken.

156. Daher plädiert die Expertenkommission – wie bereits in der Stellungnahme zum Monitoring-Bericht der Bundesregierung 2012 – dafür, der begrenzten Verfügbarkeit der Biomasse und deren effizienter Nutzung mehr Aufmerksamkeit zu widmen. Insbesondere bei der Ausgestaltung bzw. Weiterentwicklung von Förderinstrumenten sind mögliche negative Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Anwendungsbereichen im Vorhinein abzuwägen.

157. Da die Bundesregierung bislang auf den weiteren Ausbau des Einsatzes von Biomasse in allen energetischen Anwendungen setzt, gleichzeitig aber mit verschiedensten Förderinstrumenten agiert, ist ein sektorübergreifender Ansatz anzustreben. Dies gilt in besonderem Maße, weil die energetische Nutzung von Bioenergie im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energiequellen per se eine mit Bezug auf den Flächenbedarf äußerst ineffiziente Form der Energiegewinnung darstellt [UBA, 2013b].

158. Virulent sind das Flächenthema und die damit verbundenen Umweltwirkungen insbesondere im noch wachsenden Segment der Stromerzeugung aus Biogas. Der überwiegende Teil dieses Zuwachses (2012 rd. 350 MW_{el}) ist dabei nicht auf die Installation von Neuanlagen, sondern auf Erweiterungsmaßnahmen im Anlagenbestand zurückzuführen. Hintergrund sind Änderungen der

gesetzlichen Rahmenbedingungen²⁹ hinsichtlich der zulässigen Leistung von Biogasanlagen im Außenbereich. Da die Anlagen auch bei Erweiterungen ihren bisherigen Vergütungsstatus im EEG behalten und nicht als Neuanlagen behandelt werden, kam für diese Vorhaben die deutliche Vereinfachung des Vergütungssystems für Biomasse im EEG 2012 mit geringeren Vergütungssätzen nicht zum Tragen. Diese Entwicklung lief im Jahr 2012 den Bestrebungen zur Steigerung der Kosteneffizienz im Biomassebereich zuwider. Im Rahmen der EEG-Reform plant die Bundesregierung deshalb, dieser Entwicklung entgegen zu wirken. Zudem soll der weitere Ausbau der Biomasse auf einen jährlichen Zubau von 100 MW begrenzt werden. Analog zur Windenergie an Land wird auch für die Biomasse eine vierteljährliche Vergütungsdegression eingeführt. Da zudem die verschiedenen Rohstoffvergütungsklassen gestrichen werden sollen, wird die Attraktivität insbesondere der Produktion und anschließenden Stromerzeugung aus Biogas deutlich absinken.

159. Weil die Elektrizitätserzeugung aus Biogas am Standort der Gaserzeugung häufig aus Effizienzgesichtspunkten nicht optimal ist (fehlende Wärmenetzen, schlechte Wirkungsgrade von Kleinanlagen), setzt bislang das EEG Anreize zur Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität. Das erzeugte Biomethan kann als Austauschgas über das Erdgasnetz zu den Kraftwerken geliefert werden und somit das bestehende Gasnetz inklusive der vorhandenen Speicherkapazitäten (mit)nutzen. Im Prinzip steht es so als erneuerbare Alternative für alle Anwendungsfelder von konventionellem Erdgas zur Verfügung. Es ist in der Stromerzeugung, zur Prozesswärmebereitstellung, im Raumwärmesektor oder in Erdgasfahrzeugen einsetzbar.

160. Die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan auf Erdgasqualität mit entsprechender Einspeisung in das Erdgasnetz hat im Jahr 2012 weiter zugenommen. Laut BNetzA haben zum Jahresende 2012 108 Biomethananlagen ca. 413 Mio. m³ Biomethan (Vorjahr 275 Mio. m³) in das Gasversorgungsnetz ein-

²⁹ 2011 wurde das Baugesetzbuch geändert und die Beschränkung der elektrischen Leistung von 500 kW_{el} für das privilegierte Bauen von Biogasanlagen im Außenbereich durch eine Begrenzung der Feuerungswärmeleistung auf 2 MW ersetzt. Im Sommer 2013 wurde auch diese Beschränkung aufgehoben, da sie der Erhöhung der Kapazität mit dem Ziel der bedarfsgerechten Stromerzeugung entgegen stand. Aufrechterhalten wurde jedoch die Beschränkung der Gasproduktion auf 2,3 Millionen Normkubikmeter pro Jahr.

gespeist [BNetzA, 2013a]. Im Hinblick auf das in der Gasnetzzugangsverordnung festgelegte Ziel bis 2020 jährlich sechs Mrd. m³ Biomethan ins Gasversorgungsnetz einzuspeisen, ergibt sich somit ein Zielerreichungsgrad von knapp 7 %. Hinsichtlich der Nutzungspfade des Biomethans bestehen allerdings leichte Unsicherheiten. So ist statistisch nicht immer eindeutig erfasst, welche Menge Biomethan im Stromsektor, zur gekoppelten bzw. reinen Wärmeerzeugung oder als Kraftstoff im Verkehrssektor eingesetzt wird. Lediglich für rund die Hälfte des eingespeisten Biomethans ist eine derartige Zuordnung möglich. Der überwiegende Anteil scheint weiterhin im Stromsektor eingesetzt zu werden, da hier für den Anlagenbetreiber die attraktivsten Margen bestehen dürften. Wird der Einsatz zur Stromerzeugung jedoch durch die angestrebten Änderungen der Rahmenbedingungen für Biomethanproduzenten unattraktiv, steht mehr Biomethan für andere Anwendungen zur Verfügung. Gerade durch die Flexibilität des Biomethans als Austauschgas für konventionelles Erdgas sind möglicherweise Einsatzbereiche noch nicht erschlossen, in denen zukünftig eine höhere Zahlungsbereitschaft vorhanden wäre als im Stromsektor. Die Änderungen des Förderregimes könnten in dieser Hinsicht helfen die Kosteneffizienz und Kostenverteilung der Energiewende weiter zu verbessern. Die Expertenkommission empfiehlt der Bundesregierung sich mit dieser Thematik im Fortschrittsbericht 2014 eingehender auseinander zu setzen.

5 Umweltwirkungen des Energiesystems

Das Wichtigste in Kürze

Die Umweltverträglichkeit der Energieversorgung ist eine der Grundvoraussetzungen für eine nachhaltige Entwicklung in Deutschland und spielt eine wesentliche Rolle hinsichtlich der Akzeptanz der Energiewende. Letztlich geht es um die Frage, ob die Oberziele des Energiekonzeptes – die Reduktion der Treibhausgase und der Ausstieg aus der Atomenergie – ohne gravierende Auswirkungen auf die Umwelt erreicht werden können oder ob sich hier Konflikte andeuten, die eventuell das Nachsteuern von Unterzielen und Instrumenten nahe legen. Daher schlagen wir erneut vor, Indikatoren zur Beschreibung der Umweltwirkungen in das Monitoring aufzunehmen.

Zurzeit kann davon ausgegangen werden, dass die Energiewende – neben dem Klimaschutz – langfristig zu einer Entlastung der Umwelt in den Bereichen Luftschadstoffe, radioaktive Belastung durch den Betrieb von Kernkraftwerken, Ressourcennutzung und Wasserverbrauch führen wird. Die Flächeninanspruchnahme des Energiesystems wird hingegen weiter wachsen und sollte langfristig als Teil des Monitorings überwacht werden. So beträgt die energiebedingte Flächeninanspruchnahme fast 10 %. Davon entfallen rund zwei Drittel auf den Energiepflanzenanbau. Auch wenn vom Jahr 2011 auf 2012 die Flächeninanspruchnahme durch den weiteren Anbau von Energiepflanzen, den Ausbau der Windenergie, PV-Freiflächenanlagen und dem Übertragungsnetz lediglich um etwa 4 % gestiegen ist, ist diese Entwicklung genau zu beobachten. Zudem sollte das Monitoring Umweltwirkungen neuer Energietechnologien wie Fracking aufgreifen, beschreiben und Entwicklungen längerfristig überprüfen.

Zur Diskussion um eine sichere Endlagerung radioaktiver Abfälle hat die Bundesregierung ein Standortauswahlgesetz (StandAG) in Kraft gesetzt. Zur Begleitung der Diskussionen sollte das Monitoring die Mengen an hochradioaktivem Abfall nach notwendigen Einschusszeiten quantifizieren (inkl. Abfälle aus dem Rückbau der Kernkraftwerke) und deren Lagerorte darlegen.

161. Die Umweltverträglichkeit der Energieversorgung ist implizites Ziel des Energiekonzeptes. Daraus folgt, dass die Energiewende und ihre Ziele – die Reduktion der Treibhausgase und der Ausstieg aus der Atomenergie – ohne

die Gefährdung von anderen umweltpolitischen Zielen umgesetzt werden müssen. Sollte die Umwelt in einem zu hohen Maße beeinträchtigt werden, würde sich dies insbesondere auch auf die Akzeptanz der Energiewende auswirken.

162. Wie im letzten Jahr wird im Monitoring-Bericht der Bundesregierung keine Indikatorik für die Umweltwirkung vorgelegt. Aber immerhin wird eine größere Zahl von Umweltdimensionen angesprochen. Daher möchten wir nochmals bekräftigen, dass die Umweltverträglichkeit ein wichtiger Bewertungsmaßstab der Energiewende ist und im Monitoring entsprechend ausführlich berücksichtigt werden sollte. Denn auch wenn mit der Energiewende tendenziell eine Entlastung der Umwelt durch das Erreichen der Ziele der Energiewende zu erwarten ist, sind in einigen Umweltdimensionen negative Entwicklungen beobachtbar, die es zu messen und bewerten gilt.

163. Die Expertenkommission ist der Ansicht, dass sich der Monitoring-Bericht mit den folgenden relevanten Umweltdimensionen beschäftigen sollte: Entwicklung der Flächeninanspruchnahme, Emissionen von Luftschadstoffen, Wasserbelastung (siehe dazu EWK 2012), Ressourcennutzung, Radioaktivität und Atommüllproblematik. Darüber hinaus sollten neue Entwicklungen adressiert werden, wie etwa die Bewertung der Umweltwirkung von Fracking zur Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten. Dabei ist uns bewusst, dass die Indikatoren nur bedingt die Problematiken darstellen können und nur Indikatoren für die als relevant einzustufende Problemlagen festgelegt wurden. Treten in der Zukunft neue Problemlagen auf, so werden wir entsprechend auch die Auswahl der Indikatoren anpassen.

5.1 Flächeninanspruchnahme durch Brennstoffbereitstellung, Energieerzeugung und -verteilung

164. Die Energieerzeugung und -verteilung beansprucht eine zunehmende Fläche in Deutschland, wobei insbesondere der Anbau von Biomasse, der Abbau von Braunkohle aber auch Windkraftanlagen, PV-Freiflächenanlagen, Kraftwerke und das Übertragungsnetz einen relevanten Flächenbedarf aufweisen. Dabei spielt insbesondere die Qualität der Nutzung eine wichtige Rolle: Also die Nutzungsintensität, die Art der in Anspruch genommenen Flächen

sowie die Frage, welche Flächen nach einer Nutzung wieder zurückgegeben werden.

165. Die Flächeninanspruchnahme des Energiesystems wird bisher nicht in seiner Gesamtheit erhoben – weder quantitativ noch qualitativ. Eine Möglichkeit wäre die Erfassung der Daten beim Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) anzusiedeln. Dort werden bereits Daten zur Raumordnung erfasst und etwa im Rahmen des Raumordnungsplanmonitors (ROPLAMO) und einer Windenergiebank aufbereitet. Allerdings hängt die Informationstiefe der Datensätze von den Bundesländern ab, wobei nur einige davon detaillierte Auflösungen inklusive einer Darstellung der Energieerzeugungsanlagen enthalten.³⁰ Eine Differenzierung der Flächeninanspruchnahme nach Bodenbedeckung³¹ durch das Energiesystem könnte zudem weitere wertvolle Informationen zur Umweltwirkung liefern. Dabei sollte zugleich die Akzeptanz hinsichtlich der Flächennutzung adressiert werden.

166. Durch die Quantifizierung und die Beschreibung der Flächeninanspruchnahme können Nutzungskonkurrenzen und Verdrängungseffekte sowie weiterreichende Auswirkungen auf den Artenschutz (z.B. durch Zerschneidung von Habitaten, Intensivierung der Landwirtschaft oder Vogelschlag) und das Landschaftsbild sowie direkte Belastungen von Menschen (z.B. durch Umsiedlungen oder Lärm) abgeschätzt werden. Allerdings muss dabei berücksichtigt werden, dass national aggregierte Daten letztlich keine Aussagen zu lokalen Problemen zulassen. So muss eine weitere Flächenzunahme etwa durch den Ausbau der Windenergienutzung nicht zwangsläufig zu Akzeptanzproblemen führen, sondern ist stark abhängig von regionalen Unterschieden, der Verteilung der Anlagen sowie von der Wahrnehmung durch die Bevölkerung.

³⁰ Wenn möglich sollten die Datensätze des geplanten Anlagenregisters inklusive entsprechender GPS-Koordinaten erhoben werden. So könnte etwa den Netzbetreibern eine Übersicht über die Verteilung der fluktuierenden Einspeisung gegeben und damit zur Erhaltung der Netzstabilität beigetragen werden.

³¹ (1) Bebaute Flächen (inkl. Abbauf Flächen); (2) landwirtschaftliche Flächen (u.a. Ackerflächen, Grünland); (3) Wälder und naturnahe Flächen, (4) Feuchtflächen und (5) Wasserflächen [vgl. Keil et al., 2010, S.13].

167. Die bisher implementierten Instrumente greifen diese Probleme zu meist auf. So wird der Ausbau der Windenergie und der Freiflächen-PV heute über die Landesraumordnung und die Bauleitplanung auf bestimmte Flächen „gelenkt“, wobei eine Beteiligung der lokalen Bevölkerung und von Interessengruppen eine wichtige Rolle spielt. Für den Bau von Übertragungsnetzen richtet sich das Planfeststellungsverfahren nach dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und dem Verwaltungsverfahrensgesetz (VwVfG), welche auf das Naturschutzgesetz (BNatSchG) verweisen. Die Bevölkerung und Interessengruppen können sich zum Netzausbau frühzeitig im Rahmen des Konsultationsprozesses bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans beteiligen. Im Biomasseanbau gibt es Vorgaben zum nachhaltigen Anbau in der Biokraftstoff- bzw. der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV und BioSt-NachV), die aber nicht wesentlich über andere bereits bestehende Regelungen (z.B. über Cross-Compliance in der Agrarpolitik) hinausgehen. Neu ist hingegen die Bilanzierung der Treibhausgasemissionen aus der Bioenergie, die um einen bestimmten Prozentsatz niedriger liegen müssen als das Äquivalent aus fossiler Energie.

168. Um an dieser Stelle die Entwicklung der Flächeninanspruchnahme abzubilden, wurden Abschätzungen vorgenommen für die Brennstoffbereitstellung, die Umwandlung und die Verteilung von Energie. Tab. 5-1 zeigt dies für 2011 und 2012 auf Basis von Anlagenzahlen bzw. installierten Leistungen und spezifischen Durchschnittswerten für die in Anspruch genommenen Flächen. Insbesondere der Energiepflanzenanbau, der bereits in der letzten Stellungnahme adressiert wurde, die Windenergie und die Übertragungsnetze werden in Zukunft an Bedeutung hinsichtlich der Flächeninanspruchnahme gewinnen.

Tab. 5-1: Abschätzung der Flächeninanspruchnahme des Energiesystems

	Flächennutzung	Ø spezifische Inanspruchnahme	Inanspruchnahme in km ²	
			2011	2012
<i>Konventionelle Energiebereitstellung</i>				
Kernkraftwerke	Anlagenfläche	150 m ² /MW _{el}	4	4
Kohlekraftwerke	Anlagenfläche	350 m ² /MW _{el}	16	17
Gas-/Ölkraftwerke	Anlagenfläche	200 m ² /MW _{el}	5	5
Heizwerke	Anlagenfläche	15 m ² /MW _{th}	<0,5	<0,5
Raffinerien	Anlagenfläche	130-460 ha	35	35
Braunkohletagebau	In Betrieb	-	526	530
	Rekultiviert	-	1.209	1.214
Steinkohlebergbau	Oberirdisch	-	<i>vernachlässigbar</i>	
Lager für nukleare Brennstoffe	Oberirdisch	-	<i>vernachlässigbar</i>	
<i>Erneuerbare Energiebereitstellung</i>				
Windkraftanlagen	Versiegelt	460 m ² /MW	13	14
	Abstandsfläche	140.000 m ² /MW	4.562	4.816
PV auf Freifläche	Offene Fläche	35.000 m ² /MW	136	200
Energiepflanzen	Ackerbau	-	20.560	21.560
Biomasseanlagen	Anlagenfläche	20 m ² /kW _{el} bzw. 2.000 m ² /MW _{el}	60	65
Biokraftstoffherstellung	Anlagenfläche	0,4 m ² /t; 1 m ² /t	3	3
Geothermie	Anlagenfläche	-	<i>vernachlässigbar</i>	
Wasserkraft	Anlagenfläche	-	<i>vernachlässigbar</i>	
	Stauseen	5.000 m ² /MW	31	31
<i>Verteilung</i>				
Übertragungsnetz	Schutzstreifen	50 m bzw. 70 m	7.193	7.240
Tankstellen	Anlagenfläche	3.000m ²	43	43

Quelle: Eigene Berechnungen; Konventioneller Kraftwerkspark: Jensch [1987]; UBA [2012] inkl. der abgeschalteten und im Rückbau befindlichen Kernkraftwerke; Heizwerke: AGFW [2013, 2012]; Raffinerien: Abschätzung nach verfügbaren Daten sowie Kapazitäten und Verarbeitungsstruktur; Braunkohletagebau: Kohlenwirtschaft [2013]; Windenergie: Versiegelte Flächen: BMU [2012b, 2005]; Abstandsfläche: BLWE [2012]; UBA [2013c]; Photovoltaik-Freiflächenanlagen: ZSW [2013]; Energiepflanzenanbau: FNR [2013]; Biomasseanlagen: DBFZ [2013] mit 20 m²/kW_{el} für Biogasanlagen und 2.000 m²/MW_{el} für (Heiz-)Kraftwerke; Biokraftstoffe: Schätzung nach BDBE [2014]; UFOP [2013, 2011] mit 0,4 m²/t für Biodiesel und 1 m²/t Bioethanol; Stauseen: Jensch [1987]; UBA [2012]; Übertragungsnetz: BNetzA [2013b], Schutzstreifen nach DIN EN 50341; Tankstellenfläche: Rathjen [2003], -anzahl: MWV [2013]. Steinkohlebergbau, Lager für nukleare Brennstoffe, Geothermie- und Wasserkraftanlagen wurden hier nicht berücksichtigt, da geringe oberirdische Inanspruchnahme bzw. geringe Anzahl. Auch oberflächige Bergschäden und Flächen im Ausland sind nicht berücksichtigt.

169. Die Flächeninanspruchnahme von Windkraftanlagen, insbesondere im Zusammenhang deren gesellschaftlicher Akzeptanz, sind ein intensiv diskutiertes Thema, nicht nur in Deutschland [Wüstenhagen et al., 2007]. Bei der Beurteilung wird zumeist zwischen der versiegelten Fläche der Fundamente und der Fläche, die darüber hinaus beansprucht wird, unterschieden. Dabei gibt es zur Beurteilung der beanspruchten Fläche Kriterien, wie etwa den technischen Mindestabstand zu anderen Anlagen, Geräuschentwicklung, Schattenwurf und insbesondere auch die optische Auswirkung auf Landschaften [Hau, 2008]. Aufgrund der hohen Bedeutung der Windkraft im zukünftigen Strommix der Bundesrepublik trifft sich die Bund-Länder-Initiative Windenergie (BLWE) regelmäßig zur Ausarbeitung von Raumordnungsplänen und anschließender Ausweisung von Flächen zur Windenergienutzung. In diesem Zusammenhang stellt sie bundeslandspezifische Abstandsempfehlungen unter Berücksichtigung der lokalen Gegebenheiten zusammen. Es werden 40 verschiedene Kriterien³² benannt, die je nach Bundesland anders bewertet werden. Die Bundesregierung beschreibt im Monitoring-Bericht das kritische Verhältnis von Energiestandorten und Flächeninanspruchnahme, macht aber keine Ausführungen zur Lösung dieses Konfliktes.

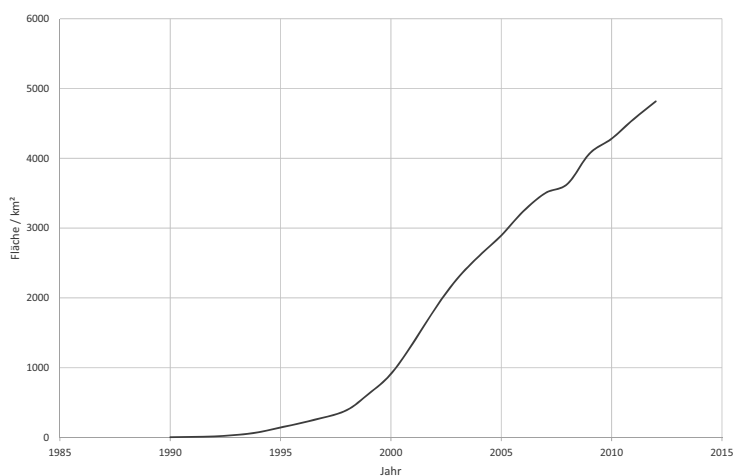
170. Es gibt verschiedene Berechnungsmethoden zur Flächeninanspruchnahme: Die Deutsche Energieagentur (dena) gibt in ihrer Netzstudie einen Orientierungswert von 0,07 km²/MW an [dena, 2010a], während das BBSR die gesamte installierte Leistung der Windkraftanlagen ins Verhältnis zu den ihnen zugewiesenen Raumordnungsgebieten setzt. Der so ermittelte durchschnittliche Wert beträgt 0,05 km²/MW [Einig et al., 2011]. Nach eigenen Berechnungen, die im Folgenden beschrieben werden, liegt der spezifische Wert bei 0,14 km²/MW.

171. Die wesentlichen Faktoren, die eine Auswirkung auf den Abstand von Windkraftanlagen und damit auf die Flächeninanspruchnahme haben, sind die Nabenhöhe und der Durchmesser der Rotorblätter. Wir nutzen hier den technischen Mindestabstand von Windkraftanlagen, der sich bei der Errichtung

³² U.a. Naturschutzgebiete, Biosphärenreservate, Gewässer, Siedlungen, Bahnlinien

von Windparks bewährt hat.³³ Dieser entspricht in etwa fünf Mal dem Rotordurchmesser in Hauptwindrichtung und drei Mal dem Rotordurchmesser in Nebenwindrichtung [UBA, 2013c]. Summiert man die Flächen dieser Ellipsen auf, gewichtet nach dem Rotordurchmesser aller Windkraftanlagen in Deutschland, so erhält man die in Abb. 5-1 dargestellte Zeitreihe.

Abb. 5-1: Aggregierte, technische Flächeninanspruchnahme von Windkraftanlagen an Land in Deutschland



Quelle: Eigene Berechnungen; FGW [2013]; ÜNB [2013b]

Durch den Zubau hat sich die Flächeninanspruchnahme der Windkraftanlagen deutlich vergrößert. Betrug sie im Jahr 2000 noch ca. 900 km², so beläuft sie sich aktuell auf ca. 4.800 km².³⁴

172. Die Fläche für das Übertragungsnetz kann durch einen Schutzstreifen beschrieben werden, der nach DIN EN 50341 um Hochspannungsnetze 50 Meter und um Höchstspannungsnetze 70 Meter beträgt. In Abhängigkeit von der Länge der Übertragungsnetze ist die beanspruchte Fläche von 2007 bis 2012 leicht gestiegen, von 7.089 km² auf 7.240 km². Für den Zeitraum vor 2007 liegen keine Daten bei der BNetzA vor [BNetzA, 2013b].

³³ Hält man diesen Abstand bei der Konstruktion von Windparks nicht ein, so kann die lokale Veränderung der Aerodynamik dazu führen, dass auch bei optimalen Windbedingungen die Nennleistung nicht erreicht wird.

³⁴ Dies entspricht 1,34 % der Gesamtfläche Deutschlands (357.000 km²) [Destatis, 2014b]

173. Insgesamt nahm die Energieversorgung im Jahr 2012 immerhin etwa 34.500 km² in Anspruch (ohne rekultivierte Flächen; inklusive Abstandsflächen). Allein 21.560 km² entfallen dabei auf den Energiepflanzenanbau. Das sind etwa 1.400 km² oder 4 % mehr als 2011. Der Anteil an der Fläche der Bundesrepublik stieg damit um 0,4 Prozentpunkte von 9,3 % auf 9,7 %. Diese Entwicklung lässt sich hauptsächlich auf die weitere Zunahme des Energiepflanzenanbaus um rund 1.000 km² sowie den Ausbau der Windenergie und der PV-Freiflächenanlagen mit einem Plus von rund 250 km² und 60 km² zurückführen. Es muss allerdings berücksichtigt werden, dass Flächen sich auch überlappen können. So stehen etwa Windkraftanlagen auch auf Ackerflächen, auf denen Energiepflanzen angebaut werden. Dies konnte in den Berechnungen nicht im Detail berücksichtigt werden. Ein Rückgang der beanspruchten Fläche zeigt sich bei den Raffinerien (Stilllegung und anderweitige Nutzung der Anlage als Tanklager) und minimal auch bei den Anlagen zur Biokraftstoffherstellung.

174. Eine direkte Aussage zu Schwellenwerten einer unter naturschutzfachlichen Aspekten und von der Bevölkerung akzeptierten Flächeninanspruchnahme lässt sich nicht nennen. Dazu müssten regionale Informationen herangezogen werden, da in Abhängigkeit von der Konzentration und der Verteilung sowie dem Landschaftswert die Auswirkungen der Flächeninanspruchnahme unterschiedlich bewertet werden. Diese regionale Betrachtung ist allerdings im Rahmen dieser Stellungnahme nicht möglich und auch nicht notwendig.

5.2 Radioaktivität und Endlagerproblematik

175. Mit der Energiewende wird die Nutzung der Kernenergie in Deutschland Ende 2022 beendet sein. Dennoch ist die Suche eines Endlagers für hochradioaktive Abfälle notwendig. Im Energiekonzept selbst wird die Klärung der Frage nach einem Standort für ein dauerhaftes Lager für hochradioaktive Abfälle aus der Stromerzeugung als Ziel genannt. Mit dem am 23. Juli 2013 beschlossenen und zum 01. Januar 2014 in Kraft tretenden Standortauswahlgesetz (StandAG) hat die Bundesregierung einer alten und von verhärteten Fronten gekennzeichneten Diskussion um eine sichere Endlagerung radioaktiver Abfälle in Deutschland einen neuen Impuls gegeben.

176. Das Standortauswahlverfahren, das bis 2031 abgeschlossen sein soll, ist durch ein hohes Maß an Transparenz, Beteiligung und Offenheit charakterisiert. Dem dient auch die Einrichtung der „Kommission Lagerung hoch radioaktiver Abfallstoffe“.³⁵ Mit Suche, Planung und Bau wurde das Bundesamt für Strahlenschutz (BfS) beauftragt, die Überwachung übernimmt das neu gegründete Bundesamt für kerntechnische Entsorgung, das im Geschäftsbereich des BMU als Bundesoberbehörde eingerichtet wird. Alle wesentlichen Entscheidungen sollen von Bundestag und Bundesrat beschlossen werden, um der Standortwahl größtmögliche Legitimation zu verschaffen. In diesem Prozess wurde festgelegt, dass es im Vorhinein keine Standortvorfestlegungen geben soll.

177. Dennoch gibt es bei einigen Punkten weiterhin Klärungsbedarf. Ungeklärt ist bspw., wohin die 26 derzeit in Frankreich und Großbritannien lagernden Castoren gebracht werden sollen. Drei der fünf Bundesländer, in denen Kernkraftwerke und Zwischenlager in Betrieb sind, weigern sich, zusätzliche Castor-Behälter aufzunehmen: Hessen, Bayern und Niedersachsen. Lediglich Baden-Württemberg und Schleswig-Holstein haben sich zu einer Aufnahme bereit erklärt. Auch ungeklärt ist, wie und in welchem Umfang die Betreiber der Kernkraftwerke an den durch das StandAG zusätzlich verursachten Kosten beteiligt werden sollen.

178. Die Empfehlung der Expertenkommission, für das Monitoring die Menge an hochradioaktivem Abfall nach notwendigen Einschusszeiten zu quantifizieren und die Abfälle aus dem Rückbau der Kernkraftwerke sowie deren Lagerorte darzulegen, ist weiterhin gültig. Durch die Nutzung der Atomenergie sind bisher knapp 14.700 t Schwermetall (SM) in deutschen Atomkraftwerken produziert worden [BfS, 2013; Schönberger, 2013]. Darüber hinaus entstand im ehemaligen Uranbergbau und in Uranaufbereitungs- sowie Brennelementfertigungsanlagen und Forschungszentren Atommüll, der hier allerdings nicht quantifiziert werden kann.

³⁵ Bestehend aus einem Vorsitzenden, Vertretern der Bundespolitik (8), Landespolitik (8), Wissenschaft (8), Umweltverbänden (2), Religionsgemeinschaften (2), Wirtschaft (2) und Gewerkschaften (2).

179. Für die Lagerung der radioaktiven Abfälle liegen nur Daten für das Jahr 2010 vor.³⁶ Von insgesamt 13.471 t SM lagerte etwa ein Viertel (3.353 t) in deutschen Zwischenlagern, ein weiteres Viertel (3.448 t SM) befand sich Ende 2010 in den Lagerbecken deutscher Kraftwerke, und die verbleibende Hälfte (6.686 t SM) lagert zur Wiederaufbereitung im Ausland, hauptsächlich in La Hague (F) und Sellafield (GB) [BMU, 2011].

180. Bis zum Jahre 2022 werden voraussichtlich noch etwa 2.090 t SM zusätzlichen Atommülls in deutschen Kraftwerken produziert [Schönberger, 2013]. Der Atommüll aus allen deutschen Atomkraftwerken wird sich entsprechend über die gesamte Laufzeit bis zum Jahr 2022 auf rund 16.000 bis 17.000 t SM belaufen. Zusätzlich werden radioaktive Abfälle aus dem Abriss der Atomkraftwerke anfallen. Laut BMU [2011] haben diese Abfälle das größte Volumen, jedoch handelt es sich hierbei überwiegend um mittel- und leicht-radioaktive Abfälle. Schönberger [2013] gibt an, dass für Atomkraftwerke, die bereits im Abriss sind, zwischen 1.400 t und 3.100 t nicht-dekontaminierbare radioaktive Abfälle pro Block anfallen (siehe Tab. 5-2).

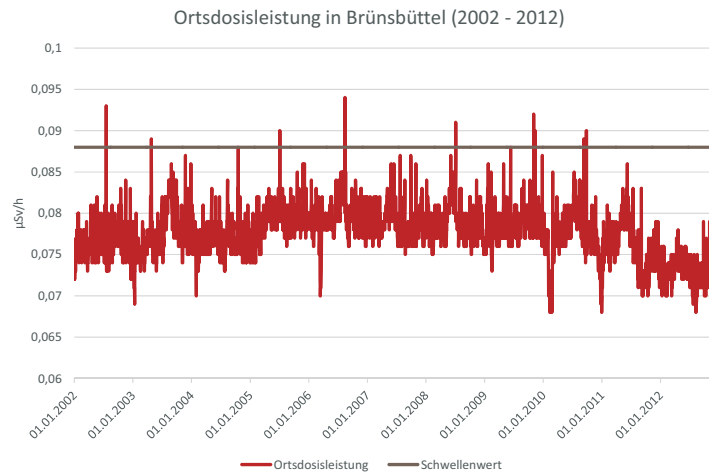
Tab. 5-2: Voraussichtliche Menge radioaktiver Abfälle durch den Abriss von Atomkraftwerken

AKW	Radioaktive Abfälle (t)	Brutto-Leistung (MW)	Spez. Abfallmenge (t/MW)
Gundremmingen-A	1.400	250	5,6
Lingen 1	3.100	268	11,6
Obrigheim	1.600	357	4,5
Stade	3.036	672	4,5
Mühlheim-Kärlich	3.000	1.302	2,3

Quelle: Schönberger [2013]

181. Zudem sollten im Monitoring-Bericht Messwerte der ionisierenden Strahlung an Kraftwerksstandorten sowie den Lagerstätten dargestellt und erläutert werden. Daten dazu liefert das Bundesamt für Strahlenschutz. Ein Beispiel dafür zeigt Abb. 5-2 für das Kernkraftwerk Brunsbüttel.

³⁶ Zur Lagerung der hochradioaktiven Abfälle gibt es zurzeit nur Daten für das Jahr 2010. Im Oktober 2014 wird der Bericht für die 5. Überprüfungskonferenz mit aktuellen Zahlen veröffentlicht. Der Bericht wird alle drei Jahre aktualisiert.

Abb. 5-2: Beispiel: Ortsdosisleistung in Brunsbüttel zwischen 2002 und 2012

Quelle: BFS [2014a]

182. Auch die Anzahl meldepflichtiger Störfälle in den noch betriebenen Kernkraftwerken sollten im jeweiligen Betrachtungszeitraum dargestellt werden. Störfälle werden zum einen nach der Meldekategorie (nach steigender Bedeutung des Vorfalls: Normalmeldung, Eilmeldung, Sofortmeldung) sowie nach der internationalen Bewertungsskala für nukleare Ereignisse (INES: International Nuclear Event Scale) (Stufe 0 entspricht einer Abweichung; Stufe 1-3 entsprechen einer Störung; Stufe 4-7 entsprechen einem Unfall) kategorisiert [IAEA, 2013]. Das BfS veröffentlicht die Meldefälle jedes Jahr [BfS, 2012, 2011, 2008]. Danach wurden seit 2009 keine Eilmeldungen gemacht bzw. es sind nur Abweichungen vom normalen Betrieb aufgetreten (Stufe 0). Im Zeitraum von 2000 bis 2008 gab es hingegen immer wieder auch Störungen im Betrieb (Stufe 1) und im Jahr 2001 zwei Störfälle (Stufe 2), wobei allerdings keine Radioaktivität freigesetzt worden ist.³⁷

³⁷ Wird Radioaktivität freigesetzt, entspricht dies einem „ernsten Störfall“ und wird mindestens der Stufe 3 zugeordnet [BfS, 2014b].

5.3 Weitere Indikatoren

183. Der Verbrauch von Ressourcen durch das Energiesystem beruht auf der Entnahme von fossilen und nuklearen Brennstoffen sowie auf der Nutzung von nicht-energetischen Rohstoffen. Im Monitoring-Bericht der Bundesregierung beschränkt sich die Diskussion über den Ressourcenverbrauch im Unterschied dazu nur auf die Nutzung energetischer Ressourcen.

184. Daten zum Ressourceneinsatz werden bisher nur für die Brennstoffe von der AG Energiebilanzen [AGEB, 2013a] detailliert erhoben, während der Einsatz für neue Anlagen oder das Übertragungsnetz nicht separat ausgewiesen werden. Insgesamt kann davon ausgegangen werden, dass der Verbrauch von fossilen und nuklearen Brennstoffen mit der Erreichung der Oberziele des Energiekonzeptes auf ein Minimum reduziert wird, während der Verbrauch anderer Ressourcen steigt [Bringezu and Bleischwitz, 2009]. Dies umfasst etwa Beton oder Stahl für die Türme von Windkraftanlagen, Kupfer oder Aluminium als Leitmaterial für das Übertragungsnetz oder Silizium und seltene Erden bspw. für Photovoltaikanlagen. Das Monitoring sollte sich auf die kritischen Ressourcen, bei denen etwa Versorgungsengpässe entstehen könnten, fokussieren und den Verbrauch und Recyclingquoten abbilden. Zur Identifizierung dieser kritischen Ressourcen hat das BMU bereits eine Studie beauftragt, die bis Juni 2014 abgeschlossen sein soll [WI, 2014].

185. Als klassische Luftschadstoffe bezeichnet man Staub, Feinstaub und Kohlenmonoxid, die zur Luftverschmutzung beitragen; Schwefeldioxid, Stickoxide und Ammoniak, die zu Versauerung führen; sowie Stickstoffoxide und flüchtige organische Verbindungen, die bodennahes Ozon bilden. Sie werden bei der Energieerzeugung hauptsächlich durch die Verbrennung von Kraft- und Brennstoffen emittiert.

186. Der größte Anteil der energiebedingten Emissionen wird heute vom Verkehr und den stationären Feuerstellen (Haushalte und GHD) ausgestoßen. Sie sind insbesondere für den Großteil des Ausstoßes an Kohlenmonoxid, flüchtigen organischen Verbindungen, Stickoxide, Ammoniak, Staub und Feinstaub verantwortlich. Die Energiewirtschaft ist insbesondere für die SO₂-Emissionen verantwortlich.

187. Von 1990 bis 2005 konnten große Fortschritte bei der Reduktion der Luftschadstoffe beobachtet werden, sodass sich seit 2005 die durchschnittlichen Emissionen auf einem akzeptablen Niveau stabilisiert haben. Es ist aber zu beachten, dass lokal weitaus höhere Konzentrationen auftreten, die zu gesundheitlichen Problemen führen können. So ist die Belastung durch Stickoxide, Feinstaub und bodennahes Ozon insbesondere in Städten immer noch hoch: Im Jahr 2012 lagen die Stickoxidemissionen in städtischen, verkehrsnahen Gebieten im Jahresmittel über dem gesetzten Grenzwert [UBA, 2014a]; die Tagesgrenzwerte für Feinstaub wurden an einzelnen Tagen an fast allen Messstellen in Deutschland, insbesondere in den kalten Monaten, überschritten und an 13 Messstellen an mehr als 35 Tagen³⁸ [UBA, 2013d]; und auch wenn im Jahr 2012 bodennahes Ozon keine große Rolle gespielt hat, würde ein besonders warmer Sommer (ähnlich dem Sommer 2003) zu Überschreitungen des Grenzwertes insbesondere in Städten führen [UBA, 2014a].

188. Langfristig ist davon auszugehen, dass die Luftschadstoffe insgesamt sinken werden, da durch den Einsatz erneuerbarer Energien und neuer Technologien, wie etwa von Elektrofahrzeugen, die Verbrennung von Kraft- und Brennstoffen abnimmt bzw. der Einsatz neuer Verbrennungsanlagen und von Schadstofffiltern in Haushalten den Ausstoß reduzieren wird. Allerdings kann etwa die Zunahme der Kohleverstromung in 2012 und 2013 (siehe auch Kapitel 2) kurzfristig zu einer Zunahme der Schwefel- und Stickoxidemissionen führen. Zunehmende Verkehrsleistungen können die Bildung von bodennahem Ozon und die Feinstaubbelastung erhöhen. Diese Entwicklungen sollten im Rahmen des Monitorings adressiert werden, wobei die Veröffentlichung der Daten bereits an geeigneter Stelle stattfindet [UBA, 2014c].

5.4 Umweltwirkungen durch Fracking

189. Das Fracking (vom englischen Hydraulic Fracturing) bezeichnet eine Technik zur Gewinnung von Erdgas aus Schiefergestein, bei dem große Mengen Wasser, Sand und Chemikalien unter hohem Druck injiziert werden, um

³⁸ Der Tagesgrenzwert für Feinstaub (PM10) liegt seit 2005 bei 50 µg/m³ der an nicht mehr als 35 Tagen im Jahr überschritten werden darf [UBA, 2014b].

das Gestein aufzubrechen und so die Freisetzung des Erdgases im Boden zu bewirken.

190. Die Nutzung von Fracking hat in den USA die heimische Gasproduktion aus bisher nicht wirtschaftlich erschließbaren Quellen ermöglicht, damit die Gasgewinnung gesteigert und dort zu einer Reduktion der Gaspreise geführt. Die geringeren Gaspreise führten ihrerseits insbesondere zu Substitutionseffekten von Kohle durch Gas bei der Stromerzeugung in den USA [EIA, 2013a] und letztlich auch zu einer Reduktion der US-Exportpreise für Kohle [EIA, 2013b]. Wenn allerdings die Gaspreise – wie erkennbar – unter die Kosten der Gasgewinnung fallen, dann wird das Gaspreisniveau auch in den USA langfristig wieder steigen [siehe etwa auch EIA, 2013b; The New York Times, 2013].

In der EU findet die Technik nur in geringem Umfang Anwendung, da das Verfahren mit Risiken für die Umwelt und den Menschen insbesondere dann in Verbindung gebracht wird, wenn das Fracking in der Nähe von Trinkwasserreserven durchgeführt wird. Die Umweltwirkungen sind bisher allerdings kaum erforscht, sodass einige Länder, so etwa Frankreich, Irland und Bulgarien, eine Anwendung so lange verboten haben, bis die Umweltverträglichkeit nachgewiesen ist. Auch in Deutschland wird der Mangel an Wissen um die Umweltauswirkungen von Fracking beklagt. Jedenfalls wird im Koalitionsvertrag der Einsatz umwelttoxischer Substanzen beim Fracking abgelehnt. Der bis jetzt bestehende Wissensmangel soll in Konsultation mit den Bundesländern, der Wissenschaft und Unternehmen aufgelöst werden [KoalIV, 2013]. Gleichzeitig sollen Genehmigungen zum Fracking theoretisch ermöglicht werden, jedoch nur in Verbindung mit Untersuchungen, die eine negative Veränderung des Grundwassers zweifelsfrei ausschließen können, sowie einer obligatorischen Umweltverträglichkeitsprüfung unter Beteiligung der Öffentlichkeit. In Deutschland gibt es bisher eine Aufsuchungsgenehmigung in Hamburg-Vierlanden, die die Firma ExxonMobil bis 2015 erhalten hat. Sie kann innerhalb dieses Zeitraumes Untersuchungen zu einer möglichen Anwendung von Fracking in dieser Region durchführen.

191. Die wenigen empirischen Studien zu den Auswirkungen von Fracking kommen bisher aus den USA [siehe z.B. Di Giulio et al., 2011; Jackson et al., 2013; Olmstead et al., 2013; Vengosh et al., 2013]. Für Deutschland sind bisher Risikoabschätzungen vorgenommen worden [Ewen et al., 2012; Zusammen-

fassung durch HLUG, 2013; Meiners et al., 2012a, 2012b; SRU, 2013]. Die wichtigsten Umweltbeeinträchtigungen sind diffuse und migrierende Gase und Chemikalien, was im Folgenden näher erläutert wird.

192. Chemikalien³⁹, die beim Fracking eingesetzt werden, können – etwa auch zusammen mit zuvor im Gestein eingeschlossenen Substanzen wie radioaktivem Radium – aus dem Frackinggebiet unterirdisch in andere Gebiete wie etwa Trinkwasserreservoirs migrieren [Di Giulio et al., 2011; Horwitt, 2011]. Auch Gase (Methan, Ethan, Propan) können sich in erhöhter Konzentration in umliegenden Grundwasservorkommen anreichern, wobei nicht geklärt ist, welche Auswirkungen auf den Menschen von erhöhten Methankonzentrationen im Trinkwasser ausgehen [Jackson et al., 2013; Vengosh et al., 2013].

193. Zudem ist die unkonventionelle Gasförderung mit vielfältigen Emissionen von Stäuben, Dieselabgasen, flüchtigen organischen Verbindungen (volatile organic compound(s); VOC) und Methan verbunden [Ewen et al., 2012; Jackson et al., 2011]. VOC-Emissionen können u.a. zur Bildung von bodennahem Ozon führen; Methanemissionen liegen unter den kritischen Werten für die Gesundheit des Menschen [SRU, 2013], tragen aber zur Klimaerwärmung bei (Methan ist 21-mal klimawirksamer als CO₂). So geben Ewen et al. [2012] etwa an, dass Schiefergas eine um 30 bis 183 % schlechtere Klimabilanz aufweist als Erdgas aus konventionellen Lagerstätten, wobei die Spannbreite vor allem abhängt vom Umfang der diffusen Methanemissionen und der Energiebereitstellung für Bohrungen und Förderung. Transport und Gasreinigung sowie die Herstellung von Chemikalien und Rohren haben einen eher unwesentlichen Einfluss auf die THG-Bilanz.

Eine Entscheidung für den Einsatz des Frackings sollte entsprechend gut überlegt werden, wobei wir zurzeit keinen Handlungsdruck hinsichtlich der Nutzung von Fracking zur Erschließung unkonventioneller Lagerstätten sehen – auch nicht unter ökonomischen Gesichtspunkten oder hinsichtlich der Versorgungssicherheit (siehe Kap. 6.5).

³⁹ Chemikalien werden beim Fracking eingesetzt, um das Bilden von Rissen zu erleichtern, die Oberflächenspannung von Wasser zu reduzieren oder zu verhindern, dass die Rohre verstopfen oder verschmieren. Die meisten der eingesetzten Chemikalien gelten als gesundheits- und umweltgefährdend [vgl. Colborn et al., 2011].

6 Entwicklung der Versorgungssicherheit

Das Wichtigste in Kürze

Energieversorgungssicherheit lässt sich in geeigneter Weise entlang der Wertschöpfungskette von Primärenergie, Umwandlung, Transport und Verteilung bis hin zum Endverbraucher beschreiben.

Zur Messung der langfristigen Stromversorgungssicherheit kann die verbleibende gesicherte Leistung als Resultat der Leistungsbilanz herangezogen werden. Auch wenn die entsprechenden Berechnungen derzeit mit großer Unsicherheit behaftet sind, ist momentan noch kein genereller Kapazitätsengpass in Deutschland erkennbar. Doch mit dem geplanten Abstellen der noch verbleibenden Kernkraftwerke in Süddeutschland droht dort ein lokaler Kapazitätsengpass. Er wird verschärft durch den Rückstand beim Ausbau der Übertragungsnetze.

Der System Average Interruption Duration Index (SAIDI) weist auf eine recht entspannte Situation bei der kurzfristigen Stromversorgungssicherheit hin. Doch wegen der immer häufigeren Redispatch-Eingriffe der Übertragungsnetzbetreiber sowie der Problematik, dass Stromunterbrechungen von weniger als 3 Minuten in Deutschland dort immer noch nicht statistisch erfasst sind, muss die kurzfristige Versorgungssicherheit als weniger komfortabel bewertet werden als dies im SAIDI zum Ausdruck kommt.

Die im letzten Jahr realisierten Speicher- und Pipeline-Ausbauten haben die langfristige Versorgungssicherheit im Bereich von Erdgas verbessert. Die Sicherheit der Importe stellt aus Sicht der Expertenkommission ebenfalls keine akute Bedrohung dar, weil allfällige Störungen im Bereich der Importe spiegelbildlich mit wirtschaftlichen Ertragseinbußen auf Seiten der Exportländer verbunden sind. Ein entsprechender Indikator ist der Unterschied der relativen Diversifizierung der Exportländer gegenüber Deutschland.

6.1 Elektrizität: Verbleibende gesicherte Leistung als Indikator der Versorgungssicherheit

194. Energieversorgungssicherheit lässt sich in geeigneter Weise entlang der Wertschöpfungskette von Primärenergie, Umwandlung, Transport und Vertei-

lung bis hin zum Endverbraucher beschreiben. Zur Operationalisierung des Begriffs der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätswirtschaft bietet es sich aus unserer Sicht an, zwischen langfristiger Versorgungssicherheit und kurzfristiger Systemsicherheit zu unterscheiden. Die langfristige Versorgungssicherheit ist bedingt durch die Investitionstätigkeit zur Bereitstellung ausreichender und geeigneter Kapazitäten zur Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie. „Ausreichend“ beschreibt dabei das zu definierende Niveau der Versorgungseinheit zur Deckung der Verbraucherlast. Versorgungssicherheit ist eine Voraussetzung für kurzfristige Systemsicherheit, welche mit den gegebenen Betriebsmitteln einen sicheren Betrieb des Versorgungssystems gewährleisten muss.

195. Eine Maßzahl für die kurzfristige Versorgungssicherheit ist der System Average Interruption Duration Index (SAIDI). Der SAIDI berücksichtigt jedoch nicht geplante Abschaltungen oder Versorgungsunterbrechungen von weniger als 3 Minuten. Auch solche Unterbrechungen stellen für den Stromkunden eine Einschränkung der Versorgung dar und sollten bei der Bewertung der Versorgungssicherheit berücksichtigt werden. Die Bundesregierung weist zwar im Monitoring-Bericht in Kapitel 8 „Netzbestand und Netzausbau“ auf die Einschränkungen des SAIDI hin. Sie umgeht dieses Problem jedoch durch die Behauptung, solche Unterbrechungen seien für den Qualität des Netzes nicht aussagekräftig. Die Expertenkommission rät dringend zu einer Ergänzung des Indikatorensets um eine Maßzahl, welche auch geplante Versorgungsunterbrechungen und Unterbrechungen von weniger als 3 Minuten berücksichtigt. Wie bereits in unserer letztjährigen Stellungnahme dargestellt, kann vermutet werden, dass auch kurze Unterbrechungen erhebliche volkswirtschaftliche Schäden verursachen können. Der Bundesregierung wird empfohlen, dieser Problematik nachzugehen und die erforderliche Datenbasis zu schaffen. Langfristig sollten auch Indikatoren entwickelt werden anhand derer Abweichungen von der Normspannung erfasst werden, welche noch nicht zu einem Totalausfall der Stromversorgung führen.

Entwicklung der gesicherten Leistung

196. In unserem letztjährigen Bericht hatten wir empfohlen, die sogenannte „Leistungsbilanz“ bzw. die „verbleibende gesicherte Leistung“ als einen Indikator für die Beurteilung der Versorgungseinheit der Elektrizitätswirtschaft her-

anzuziehen. Die Leistungsbilanz beurteilt die Erzeugungs- und Lastsituation zur kritischsten Situation eines Jahres und erlaubt damit eine Einschätzung der Versorgungssicherheit.

197. Die Expertenkommission stimmt der Bundesregierung zu, dass der konventionelle Kraftwerkspark den Großteil der gesicherten Leistung zur Verfügung stellen muss. In der Tat muss auch in Zukunft „jederzeit der nachgefragten Last eine entsprechend gesicherte Erzeugungsleistung in Deutschland gegenüber stehen.“ Sowohl die Ermittlung der gesicherten Leistung als auch die Ermittlung der Nachfragelast sind tatsächlich sehr komplexe Aufgaben. Dies kann aber nicht bedeuten, dass die vorhandenen Informationen über die Leistungsbilanz im Monitoring-Bericht nicht eingehender diskutiert werden. Im Monitoring-Bericht der Bundesregierung wird stattdessen auf den Indikator „Installierte Gesamtleistung (Kapitel 7.2.1)“ abgestellt.

198. Dabei ist die Leistungsbilanzmethode national sowie auf europäischer Ebene seit langer Zeit als Indikator der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätswirtschaft etabliert [ENTSO-E, 2009-2012; UCTE, 2000-2008; VDN, 2000-2007]. Auch wird dieser Indikator regelmäßig in einschlägigen Berichten wie bspw. dem Monitoring der Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität gemäß § 51 EnWG herangezogen, um „das Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage auf dem heimischen Markt“ zu beurteilen [BMW, 2012, 2011b, 2008]. Schließlich wurden die Übertragungsnetzbetreiber mit der Novellierung des EnWG im Jahr 2011 gemäß § 12 Absatz 5 EnWG gesetzlich dazu verpflichtet, jeweils am 30. September eines Jahres einen Bericht über die Leistungsbilanz an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie zu übermitteln. Im nachfolgenden wird die Verwertbarkeit der Leistungsbilanzdaten diskutiert.

199. Für die gemäß § 12 Absatz 5 EnWG ermittelte Leistungsbilanz des Jahres 2012 orientieren sich die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) an den Vorgaben des Verbands Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E), wonach sich die verbleibende gesicherte Leistung aus der Leistungsbilanzrech-

nung als Differenz aus Jahresspitzenlast der Nachfrage⁴⁰ vermindert um abschaltbare Lasten und der Summe der gesicherten Leistung im Inland ergibt. Die gesicherte Leistung ergibt sich wiederum aus der Differenz von installierter (Netto-) Kraftwerkskapazität und der nicht verfügbaren Kraftwerkskapazität, die durch stochastische oder revisionsbedingte Ausfälle thermischer Kraftwerke, dargebotsabhängige Nichtverfügbarkeiten bei Wind-, Wasserkraft oder Photovoltaik und nicht zuletzt Kapazitäten für Reserve- und Systemdienstleistung (Regelenergie) bedingt ist. Ist die Differenz aus gesicherter Leistung und Last positiv, sind die inländischen Kapazitäten ausreichend zur Deckung der Nachfrage. Importkapazitäten müssten nicht in Anspruch genommen werden. Die Höhe der verbleibenden Leistung bestimmt dabei das Versorgungssicherheitsniveau. Die Leistungsbilanz wird sowohl retrospektiv für das vorangegangene Jahr zum tatsächlichen Zeitpunkt der Jahreshöchstlast als auch vorausschauend für zukünftige Jahre erstellt.

200. Tab. 6-1 zeigt die Leistungsbilanzen zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast für die Jahre 2011 und 2012 nach Angaben der ÜNB. Der Tabelle ist zu entnehmen, dass die verbleibende Leistung in beiden Jahren mit 15,5 und 11,1 GW deutlich positiv war. Der Feststellung des Monitoring-Berichts ist zuzustimmen, dass es bezogen auf den deutschen Gesamtmarkt momentan noch keine Hinweise auf unzureichende Erzeugungskapazitäten gibt. Eine Besonderheit der Leistungsbilanz des Jahres 2012 sind nicht einsetzbare Gaskraftwerke mit einer Leistung in Höhe von 1,4 GW. Diese Kraftwerke standen aufgrund des Gasversorgungsengpasses in Süddeutschland Anfang Februar 2012 nicht zur Deckung der Nachfragelast zur Verfügung. Dieser Sachverhalt verdeutlicht die enge Verzahnung der beiden Infrastrukturen und quantifiziert die Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich.

⁴⁰ Da die Höchstlastzeitpunkte zwischen den Mitgliedern des ENTSO-E nicht übereinstimmen, wird die Leistungsbilanz der ENTSO-E einheitlich an jedem dritten Mittwoch eines Monats erstellt. Im Nationalen Kontext bezieht man sich jedoch auf die maximale bzw. maximal zu erwartende Nachfrage.

Tab. 6-1: Leistungsbilanz der Stromversorgung zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast in den Jahren 2011 und 2012

	2011	2012
Zeitpunkt der Jahreshöchstlast	Mittwoch, 7. Dezember 2011 17:45 Uhr	Dienstag, 7. Februar 2012 19:15 Uhr
Installierte Leistung	153,3	160,1
davon Kernenergie	12,1	12,1
davon Fossile Brennstoffe	71,8	76,9
davon Erneuerbare Energiequellen (ohne Wasser) ...	58,5	60,5
davon Wasser	9,9	10,4
davon Sonstige	1,0	0,2
./. Nicht einsetzbare Leistung	44,4	58,5
davon eingemottete Kraftwerke	1,2	0,7
davon Gas	0,0	1,4
davon onshore Wind	12,4	22,5
davon offshore Wind	0,1	0,1
davon Photovoltaik	24,0	25,8
davon Biomasse / Biogas	1,8	1,7
davon sonstige Erneuerbare Energiequellen	0,9	0,4
davon Laufwasser	2,7	3,1
davon Speicher und Pumpspeicher	1,3	2,8
./. Ausfälle	5,6	6,2
./. Revisionen	2,1	1,5
./. Reserve für Systemdienstleistungen	4,6	4,7
= Gesicherte Leistung	96,7	92,9
+ Abschaltbare Lasten	0,0	0,0
./. Last	81,2	81,8
= Verbleibende Leistung	15,5	11,1
Verbleibende Leistung (inkl. Kraftwerke im Ausland)	17,2	12,7

Quelle: Eigene Berechnungen; ÜNB [2013c, 2012a], siehe auch Tab. 6-3

201. Vergleicht man die beiden Jahresbilanzen im Detail, so ist auffällig, dass es scheinbar einen Zuwachs an fossilen Kraftwerkskapazitäten in Höhe von 5 GW gegeben hat. Dies ist aber nicht auf Kraftwerkszubauten zurückzuführen, sondern auf einen höheren Erfassungsgrad der ÜNB. Nach Angaben der ÜNB lag der Erfassungsgrad gemessen an der gesamten bekannten installierten Kapazität im Leistungsbilanzbericht 2012 bei 94% und im Bericht des Jahres 2013 bei 98% [ÜNB, 2013c, 2012a]. Weil die Einspeisung von Windenergie zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast im Jahr 2011 bei knapp 16 GW und im Jahr 2012 bei nur 6,3 GW lag, ist die verbleibende Leistung gegenüber 2011 gesunken. Einen Tag nach der Höchstlast im Jahr 2012, am Mittwoch den 8. Februar um 19:00 Uhr, lag die Einspeisung der Windenergie bei nur knapp 2,2 GW [www.netztransparenz.de]. Dies veranschaulicht nicht nur den stochastischen Charakter der Windenergieeinspeisung, sondern auch die bedingte Aussagefähigkeit einer retrospektiven Leistungsbilanz in einem System mit einem hohen Anteil Windenergie.

202. Aus diesem Grund erstellen die ÜNB neben der retrospektiven Bilanz auf Basis der tatsächlichen Erzeugung⁴¹ auch für das zurückliegende Jahr Leistungsbilanzen als eine Art ex-post Prognose. Hierzu wird die gleiche Methodik wie bei der Prognose für zukünftige Jahre zugrunde gelegt. Bei dieser Vorgehensweise werden auf Basis von Statistiken zu Kraftwerksausfällen, Revisionen und dargebotsabhängiger Nicht-Verfügbarkeiten erneuerbarer Energien die Leistungsbilanzen geschätzt. Die so erstellten Bilanzen sind aber sehr sensitiv bezüglich der Eingangsannahmen und der methodischen Herangehensweise.

203. Dies soll an folgendem Rechenbeispiel verdeutlicht werden. Tab. 6-2 zeigt die ex-post Prognose der ÜNB für den Referenzzeitpunkt im Jahr 2011 in zwei unterschiedlichen Berechnungsvarianten: (1) auf Basis der von den ÜNB getroffenen Annahmen des Jahres 2012 (Spalte (a)) und (2) auf Basis der ÜNB-Annahmen des Jahres 2013 (Spalte (b)). Zusätzlich ist in der Tabelle die Differenz zwischen den beiden Varianten dargestellt. Die Ergebnisse zeigen, dass die Berechnungsvarianten zwei gegensätzliche Aussagen bezüglich der verbleibenden Leistung und damit zur Versorgungssicherheit durch inländische Kapazitäten liefern. Während die erste Berechnungsvariante eine negative verbleibende Leistung von -1,1 GW ausweist, ergibt sich mit der zweiten Berechnungsvariante eine positive verbleibende Leistung in Höhe von 1,6 GW. Die Unterschiede der beiden Leistungsbilanzen lassen sich der Differenzrechnung entnehmen und ergeben sich in erster Linie durch unterschiedliche Annahmen bzgl. der statistischen Ausfallrate konventioneller Kraftwerke (Δ - 2 GW). Weiterhin tragen zu dieser Differenz noch die unterschiedlichen Annahmen zur nicht einsetzbaren Leistung von Biomassekraftwerken bei (Δ - 0,7 GW).

⁴¹ An dieser Stelle sei angemerkt, dass auch nicht alle Einspeiseleistungen den ÜNB vorliegen und diese somit auch die retrospektive Betrachtung teilweise auf Schätzungen beruht.

Tab. 6-2: Vergleichsrechnung der Leistungsbilanz für das Jahr 2011 unter Annahmen der ÜNB aus dem Jahr 2012 und 2013

Referenzzeitpunkt	07.12.2011		
	17:45 Uhr		
	(a) Methodik 2012	(b) Methodik 2013	Differenz (b)-(a)
Installierte Leistung	153,3	153,3	0,0
./. Nicht einsetzbare Leistung	60,3	59,6	-0,7
davon eingemottete Kraftwerke	1,2	1,2	0,0
davon Gas	0,0	0,0	0,0
davon onshore Wind	27,8	27,8	0,0
davon offshore Wind	0,2	0,2	0,0
davon Photovoltaik	24,0	24,0	0,0
davon Biomasse / Biogas	2,2	1,6	-0,7
davon sonstige Erneuerbare Energiequellen	0,9	0,9	0,0
davon Laufwasser	2,7	2,7	0,0
davon Speicher und Pumpspeicher	1,3	1,3	0,0
./. Ausfälle	6,2	4,1	-2,0
./. Revisionen	2,1	2,1	0,0
./. Reserve für Systemdienstleistungen	4,6	4,6	0,0
= Gesicherte Leistung	80,1	82,8	2,7
+ Abschaltbare Lasten	0,0	0,0	0,0
./. Last	81,2	81,2	0,0
= Verbleibende Leistung	-1,1	1,6	2,7
Verbleibende Leistung (inkl. Kraftwerke im Ausland)	0,8	3,5	2,7

Quelle: Eigenen Berechnungen; ÜNB [2013c, 2012a]

204. Es ist nicht klar, welche der beiden Varianten die verbleibende Leistung richtig einschätzt. In weitergehenden Analysen haben wir daher die Annahmen der ÜNB mit Literatur-Werten bzw. Werten anderer Studien zu Leistungskrediten der Erneuerbaren Energien und zur gesicherten Leistung konventioneller Kraftwerke gegenübergestellt. Den Daten ist zu entnehmen, dass die Annahmen der ÜNB zur gesicherten Leistung konventioneller Kraftwerke über den Literaturwerten liegen, wohingegen die ÜNB-Einschätzung bzgl. des Leistungskredits der EE unter den Einschätzungen anderer Studien liegt. Die Differenzen in den Annahmen zur gesicherten Leistung konventioneller Kraftwerke liegen in unterschiedlichen Interpretationen der Ausgangsdaten begründet. So basieren sowohl die Ausgangsannahmen in den ÜNB-Analysen⁴² als auch in den Berechnungen nach consentec/r2b [2010] und der dena [2010b] auf Verfügbarkeitsstatistiken von Wärmekraftwerken des VGB [2012]. Während die

⁴² Der Leistungsbilanzbericht der ÜNB aus dem Jahre 2012 verweist auf zwar auf die Dena Netzstudie. Die Werte der Dena-Netzstudie basieren jedoch ebenfalls auf den VGB Statistiken. Die ÜNB-Bilanz des Jahres 2013 verweist explizit auf die Verfügbarkeitsstatistik des VGB.

ÜNB die Werte zur Verfügbarkeit direkt als gesicherte Leistung interpretieren, werden diese Werte in den anderen Analysen als Eingangsparameter für aufwendige wahrscheinlichkeitstheoretische Berechnungen (rekursive Faltung) der gesicherten Leistung herangezogen.

Tab. 6-3: Leistungskredite und gesicherte Leistung nach verschiedenen Studien

Energieträger	ÜNB 2012	ÜNB 2013	Consentec/ R2B 2010	Dena 2010	Leitstudie 2011	Eigene Annahmen
	[%]					
Kernenergie	95,5	94,5	92,7	93,0	-	93,0
Braunkohle	95,3	93,5	87,2-91,3	92,0	-	90,0
Steinkohle	91,2	94,0	87,6-90,7	86,0	-	90,0
Erdgas	91,4	97,7	86,3-89,8	86,0	-	89,0
			80,7-82,1	42,0	-	
Biomasse / Biogas	50	65	-	88		80
Windenergie	1,0	1,0	6,0	5-10	4,5-6,2	5
Photovoltaik	0,0	0,0	0,0	1,0	0,2-0,4	0,0
Versorgungssicherheitsniveau	-	-	99	99,5	99	-

Quelle: consentec/r2b [2010]; dena [2010b]; DLR et al. [2012]; ÜNB [2013c, 2012a]

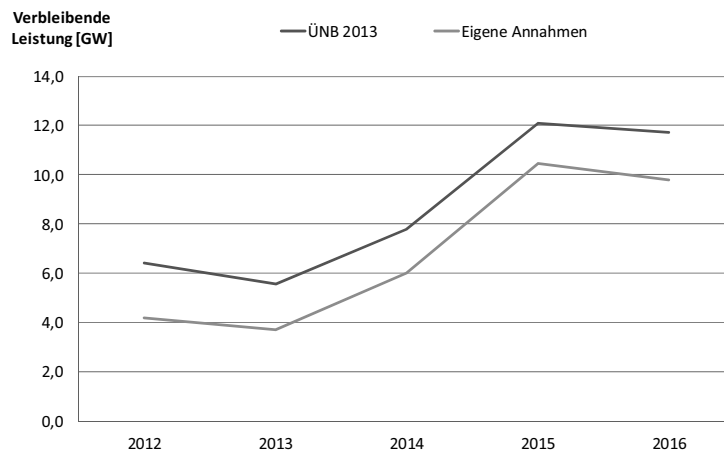
205. Das Ergebnis einer rekursiven Faltung ist eine gemeinsame Wahrscheinlichkeitsverteilung der gesicherten Leistung des gesamten Kraftwerks-parks (inkl. EE), die die statistisch gesicherte Kraftwerksleistung in Abhängigkeit von einem zu definierenden Sicherheitsniveau angibt. Die Wahl des Sicherheitsniveaus ist hierbei maßgeblich für den Wert der gesicherten Leistung. Ein Sicherheitsniveau von 99 % impliziert, dass zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast die Stromnachfrage mit einer Wahrscheinlichkeit von 99 % durch inländische Kraftwerke gedeckt werden kann. Der relative Beitrag einzelner Technologien zur gesicherten Leistung wird über Grenzbetrachtungen, d.h. Berechnung der gesicherten Leistung mit und ohne die entsprechende Erzeugungstechnologie, näherungsweise bestimmt.

206. Für die Leistungskredite der EE greifen die ÜNB auf die Einspeisedauerlinien zurück und berücksichtigen nur jenen Leistungsanteil der EE, der in 99 % der Zeit zur Verfügung steht [ÜNB, 2013c, 2012a]. Die Leistungskredite der EE in den Analysen der dena [2010b] und consentec/r2b [2010] basieren hingegen, wie oben beschrieben, auf der Methode der rekursiven Faltung. Die Analysen der Leitstudie verwenden sowohl die Methode der rekursiven Faltung als auch die sogenannte „effective load carrying capacity“ (ELLC) [DLR et al., 2012]. Letztere Methode berücksichtigt zeitliche Zusammenhänge zwischen

der Last und der Einspeiseleistung und kommt zu geringfügig höheren Leistungskreditwerten als die Methode der rekursiven Faltung [DLR et al., 2012].

207. Zur Veranschaulichung der unterschiedlichen methodischen Herangehensweisen wird in Abb. 6-1 eine eigene Hochrechnung der verbleibenden Leistung in zwei Varianten für die Jahre 2012 bis 2016 vorgelegt. Die Berechnungsvariante „ÜNB 2013“ entspricht den Werten des Leistungsbilanzberichts aus dem Jahr 2013. In der zweiten Berechnungsvariante werden die in Tab. 6-3 unter „eigene Annahmen“ dargestellten Literaturwerte herangezogen. Beide Darstellungen beruhen auf der von den ÜNB angenommenen Nachfrageentwicklung und abschaltbaren Lasten in Höhe von 0,8 GW.

Abb. 6-1: Entwicklung der verbleibenden gesicherten Leistung bis 2016 nach ÜNB-Berechnungen und eigenen Berechnungen



Quelle: Eigenen Berechnungen; ÜNB [2012a], siehe auch Tab. 6-3

208. Der Abbildung ist zu entnehmen, dass beide Berechnungsvarianten zukünftig zu einer steigenden verbleibenden Leistung führen. Dieses Ergebnis ist in erster Linie durch die Zubau-Erwartungen der ÜNB determiniert. Der Rückgang der verbleibenden Leistung im Jahr 2016 ist überwiegend auf die Stilllegung des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld zurückzuführen. Ein Vergleich der Berechnungsvarianten untereinander zeigt, dass die von uns unterstellten Werte zu systematisch niedrigeren Leistungswerten führen als der aktuelle Leistungsbilanzbericht aus dem Jahr 2013. Die Differenz liegt in einer Größenordnung von 2 GW. Somit bewegt sich die verbleibende gesicherte Leistung im Jahr 2016 in einem Korridor von 10 bis 12 GW. Voraussetzung hierfür ist aller-

dings, dass die zugrunde gelegten Prognosen zu Kraftwerkszubau (inkl. EE) und Kraftwerksstillegungen eintreffen. Insbesondere Kraftwerksstillegungen könnten die Leistungsbilanz jedoch deutlich verändern.

209. Diese Ausführungen illustrieren die derzeitige Unsicherheit bezüglich der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit in Deutschland. Methodische Unklarheiten, z.B. die Bewertung des Beitrags von dargebotsabhängigen Erzeugungstechnologien zur gesicherten Leistung („Leistungskredit“) und die statistischen Verfügbarkeiten konventioneller Kraftwerke, waren in der Vergangenheit bereits Gegenstand intensiver Diskussionen. Exemplarisch sei hier an die „Stromlückendiskussion“ des Jahres 2008 erinnert [BET, 2008; dena, 2008; UBA, 2009]. Diese Kontroversen beruhen auf uneinheitlichen Berechnungsmethoden zur Erstellung der Leistungsbilanz. Zwar gibt die ENTSO-E methodische Eckpunkte für die Erstellung der Leistungsbilanzen vor, macht jedoch keine verbindlichen methodischen Vorgaben etwa zur Bestimmung der Leistungskredite dargebotsabhängiger Erzeugungstechnologien oder zur Berechnung der statistischen Verfügbarkeit konventioneller Kraftwerke. Auch das EnWG bleibt eine genaue Spezifizierung der methodischen Herangehensweise bei der Erstellung der Leistungsbilanzberichts schuldig, ermächtigt jedoch die Regulierungsbehörde zum „Inhalt und zur Methodik“ Festlegungen zu treffen (§ 12 (4) EnWG). Vor diesem Hintergrund liegt es an der Bundesnetzagentur, entsprechende Konkretisierungen vorzunehmen. Wir schlagen zur erstmaligen Festlegung der Berechnungsvorschriften eine gutachterliche Lösung vor, begleitet durch ein Konsultationsverfahren ähnlich der Netzentwicklungspläne.

210. Neben methodischen und abstimmungsbedingten Festlegungsproblemen bestehen eine Reihe überwindbarer Datendefizite. Diese ergeben sich zum einen aus technischen und zum anderen aus organisatorisch-institutionellen Randbedingungen. So ist bspw. die Ermittlung der Verbraucherlast über direkte Messungen durch die Netzbetreiber derzeit nicht möglich, da nicht alle Kunden (insbesondere Kleinverbraucher) lastgemessen sind. Erschwerend kommt hinzu, dass die notwendigen Informationen den Übertragungsnetzbetreibern nicht, nur zum Teil oder zeitverzögert vorliegen (z.B. Einspeisung in Netze der VNB, Revisionspläne etc.). Weiterhin gibt es in Deutschland derzeit kein umfassendes und zuverlässiges Register aller Erzeugungskapazitäten [BNetzA, 2013c].

211. Zur Behebung der Datenunsicherheiten wurden bereits im Rahmen der Novellierung des EnWG 2011 gemäß §12 (4) umfangreiche Verpflichtungen für Betreiber von Erzeugungsanlagen, Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen, Betreiber von Gasversorgungsnetzen, industrielle und gewerbliche Letztverbraucher und Lieferanten von Elektrizität zur Informationsweitergabe an die ÜNB für eine sichere System- und Netzführung festgelegt. Auch hier ist die Bundesnetzagentur bevollmächtigt, Vorgaben zu Inhalt, Methodik und Datenformat etc. zu beschließen. Derzeit arbeiten die wesentlichen Akteure an der Systematisierung und Automatisierung der Informationsflüsse mit dem Ziel eines „Energieinformationsnetzes“. Damit ist zumindest zukünftig mit einer Verbesserung der Situation zu rechnen.

212. Über die genannten Datenunsicherheiten hinaus stellt sich schließlich die Frage nach der Transparenz, d.h. die Überprüfung der Leistungsbilanzberechnungen durch unabhängige Dritte. Zur Steigerung der Transparenz der Leistungsbilanzrechnungen schlagen wir deshalb vor, die Leistungsbilanzberechnungen als integralen Bestandteil der Netzentwicklungspläne festzulegen und somit gemäß § 12f EnWG die Herausgabe der zugrundeliegenden Daten an „Fachkundige Dritte“ zu ermöglichen. Damit würde die Leistungsbilanz inklusive der Berechnungsmethodik dem öffentlichen Konsultationsverfahren unterliegen, was die Transparenz und Akzeptanz erhöhen dürfte. Ohnehin ist ein wesentlicher Teil des Leistungsbilanzberichts, die ermittelte Jahreshöchstlast, bereits fester, wenn auch im Konsultationsverfahren nicht unumstrittener Teil der Netzentwicklungspläne [BNetzA, 2013d, 2012a, 2011].

6.2 Flexibilitätsoptionen der Elektrizitätsversorgung

213. Der Monitoring-Bericht diskutiert in Kapitel 7 das Erzeugungsmanagement im konventionellen Kraftwerkspark. Überraschenderweise wird ausführlich dargelegt welche Veränderungen im Betrieb und bei der Bereitstellung von Kraftwerkskapazitäten stattfinden sollten, ohne zu berücksichtigen, dass diese Entscheidungen vom Betreiber und nicht von politischen Stellen getroffen werden. Der Monitoring-Bericht liefert keine Datengrundlage, dass die Marktteilnehmer ihrer Aufgabe nicht gerecht werden. Bevor ein politischer Eingriff in den Ausbau und die Nutzung dieser Flexibilitätsoptionen gefordert wird, sollten zunächst die entsprechenden Informationen zur bisherigen Fahr-

weise und zu den technischen Möglichkeiten erhoben werden. Gleiches gilt für abschaltbare Lasten. Tatsächlich werden die vorhandenen Flexibilitätsoptionen durch die Kraftwerksbetreiber aktiv und zielgerichtet genutzt.

214. Die Bundesregierung verweist in diesem Kontext darauf, dass Kraftwerksbetreiber bereits heute „mit technischen und organisatorischen Maßnahmen“ die Flexibilität ihrer Kraftwerke erhöhen. Die Bundesnetzagentur erhebt bereits heute regelmäßig die entsprechenden technischen Kraftwerksparameter, ohne diese Informationen oder entsprechende Analysen der Öffentlichkeit zugänglich zu machen. Gerade auch vor dem Hintergrund der Kapazitätsmarktdiskussion sind quantitative Belege zur Plausibilisierung unabdingbar. Hierzu können und sollten die Monitoringdaten der Bundesnetzagentur („Fragebogen Elektrizitätserzeuger und –speicher“), die u.a. Abfragen zur Mindestlast oder Anfahrtdauer enthalten, herangezogen werden (vgl. auch EWK 2012). Wir empfehlen der Bundesregierung im Fortschrittsbericht, entsprechende Analysen vorzulegen und Empfehlungen abzugeben. Die Möglichkeiten der systematischen Nutzung des Flexibilitätspotenzials in der aktuellen Diskussion um das Strommarktdesign der Zukunft müssen genügend Beachtung finden.

215. Die Entwicklung von neuen Speichertechnologien und –systemen stellt einen weiteren Schwerpunkt des politischen Interesses dar, auch wenn noch kein unmittelbarer Bedarf zur Speicherung größerer Strommengen im deutschen System besteht. So stellt die Bundesregierung im Rahmen der Forschungsinitiative Energiespeicher im Rahmen des 6. Energieforschungsprogramms in einer ersten Phase bis 2014 Mittel in Höhe von 200 Mio. Euro zur Verfügung, um die Entwicklung der verschiedenen Speichertechnologien zu beschleunigen.

216. Im Rahmen der Förderinitiative wurden zwei Förderleuchttürme definiert: „Wind zu Wasserstoff“ und „Batterien im Verteilnetz“. Im erstgenannten Cluster werden die unter dem Begriff „Power-to-Gas“ bekannten Themen der Erzeugung von chemischen Energieträgern (Wasserstoff oder synthetisches Methan) mittels Elektrolyse aus erneuerbarem Strom untersucht. Das Ziel ist, die erforderlichen Technologien für Langfrist- bzw. saisonale Speicher zu entwickeln. Im zweiten Cluster steht die Rolle der verschiedenen Speichertechnologien im Verteilnetz im Mittelpunkt. Technologiseitig werden insbesondere

die unterschiedlichen Batteriesysteme, aber auch Pump- und Druckluftspeicher und ihre potenzielle Rolle im Verteilnetz analysiert und weiterentwickelt.

217. Einen zusätzlichen Schwerpunkt in der Förderinitiative bildet die Wärmespeicherung, da in ihr einerseits eine Schlüsseltechnologie für die sinnvolle Verknüpfung von Strom- und Wärmemarkt gesehen wird. Andererseits kann die saisonale Wärmespeicherung auch einen direkten Beitrag zur Ausweitung der Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmesektor leisten.

218. Flankierend startete diesbezüglich das Bundesumweltministerium in Kooperation mit der KfW im Mai 2013 ein Programm zur Förderung von Batteriespeichersystemen, die in Kombination mit Photovoltaikanlagen betrieben werden. Ziel ist die beschleunigte Einführung erster kombinierter Photovoltaik-/Batterie-Systeme. Zudem sollen die geförderten Systeme einen Beitrag zur lokalen Netzentlastung leisten. Hierfür soll die Ladung des Batteriesystems so gesteuert werden, dass die Mittagsspitze der Photovoltaikeinspeisung gespeichert und somit das Stromnetz nicht belastet wird. Bis Mitte November 2013 wurden in diesem Programm nach Angaben der KfW Bank 2.200 Kredite mit einem Gesamtvolumen von 36 Millionen Euro vergeben. Neben den Krediten werden Tilgungszuschüsse in Höhe von 600 bis 660 Euro pro Kilowatt Peak-Leistung der Photovoltaik-Anlage gewährt. Während die zukunftsorientierte Förderung einer breiten Technologieentwicklung im Bereich der Energiespeicherung aus Sicht der Expertenkommission positiv zu werten ist, wird die Unterstützung der Markteinführung im Fall der Batteriespeicher eher kritisch gesehen. Es besteht die Gefahr, in die Situation zu geraten, einen als Anschubfinanzierung konzipierten neuen und dauerhaften Fördertatbestand zu schaffen. Zudem ist auch die langfristige Kosteneffizienz dieser dezentralen Speicherung im Energiesystem der Zukunft zu klären. Hier ohne eine hinreichende Bestätigung mit einem Förderprogramm frühzeitig strukturelle Änderungen zu zementieren erscheint daher zumindest fragwürdig. Allerdings ist im Allgemeinen die Technologieentwicklung seitens der Bundesregierung zu begrüßen. So wird ein wichtiger Beitrag dazu geleistet, dass die erforderlichen Technologien zur Verfügung stehen können, wenn sie im System benötigt werden.

219. An dieser Stelle sei das Thema Lastmanagement auf Seiten der Verbraucher angesprochen. Es stellt eine Option dar, die teilweise bereits genutzt wird, etwa bei Betreibern von Kühlhäusern und elektrischen Wärmeversor-

gungssystemen. Anpassungen auf Seiten der Nachfrage werden künftig eine größere Rolle spielen müssen, wenn angebotsseitig die intermittierende Stromerzeugung ausgebaut wird. Im Rahmen der bestehenden Elektrizitätsmarktordnung sind in erster Linie die Stromvertriebe bzw. die Bilanzkreismanager in der Pflicht, die bei ihren Kunden schlummernden Flexibilitätspotentiale zu heben. Viele Marktteilnehmer haben damit auch bereits begonnen und entwickeln innovative Vertriebsprodukte. Allerdings sind kaum kommerzielle Erfolge erkennbar, was die Marktentwicklung einschränkt. Die Hemmnisse sind teilweise auch technischer und regulatorischer Natur.

220. Auch die von der Bundesregierung im Dezember 2012 eingeführte Verordnung zu abschaltbaren Lasten erlebt diese Schwierigkeiten. Sie steht in Konkurrenz zu den Initiativen der Vertriebe, die Flexibilitätsoptionen zu erschließen, weil sie die Übertragungsnetzbetreiber zur monatlichen Ausschreibung einer Gesamtabchaltleistung von bis zu 3.000 MW verpflichtet, wobei ein Leistungspreis von 2.500 Euro/MW_{Abschaltleistung} und Arbeitspreise zwischen 100 und 400 Euro/MWh vorgeschrieben sind. Die hierzu auf der Internet-Plattform zur Vergabe von Regelleistung veröffentlichten Daten zeigen, dass von den maximal möglichen 3.000 MW durchschnittlich nur rund 800 MW tatsächlich bezuschlagt werden, da sich nur wenige industrielle Endverbraucher als Bieter an der Ausschreibung beteiligen oder beteiligen können. Der anstehende Fortschrittsbericht 2014 sollte die bestehenden Strukturen und Verantwortlichkeiten (Bilanzkreismanager, Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber) in den einzelnen Teilmärkten analysieren und sich auf dieser Basis mit der Frage befassen, wie auf effiziente Weise die Nutzung von Flexibilitätsoptionen erreicht und mögliche Synergien zwischen den Marktteilnehmern gehoben werden können.

6.3 Stromversorgungssicherheit: Kapazitätsengpass oder Netzengpass?

221. Aufgrund des Ausbaus intermittierender Erzeugungskapazitäten, der Abschaltung konventioneller Kraftwerke und des schleppenden Netzausbaus kommt es in den letzten Jahren vermehrt zu kritischen Netzengpässen. Diese Situation wird durch die Tatsache verschärft, dass sich die Großzahl der noch abzuschaltenden Kernkraftwerke im Süden der Republik befindet. Aktuell fehlende Investitionsanreize führen dazu, dass südlich der Mainlinie auch in den nächsten Jahren ein regionaler Kapazitätsengpass möglich ist. Insbesondere

angespannt ist die Situation im Winter, wenn die elektrische Verbrauchslast die Jahreshöchstlast erreicht. Zusätzlich entsteht zu dieser Jahreszeit eine Konkurrenzsituation zwischen Wärmewirtschaft und Stromwirtschaft, da der Primärenergieträger Erdgas auch zum Heizen eingesetzt wird.

222. Die Bundesnetzagentur erstellt aus diesem Grund in Zusammenarbeit mit den Übertragungsnetzbetreibern seit 2011 jährlich ex-ante Analysen, um einen möglichen Kapazitätsengpass zu erkennen. Konkret wird ein eventuell bestehender Bedarf an Kraftwerkskapazität ermittelt, der anschließend außerhalb des regulären Strommarktes über bilaterale Verträge kontrahiert wird. Im Winter 2012/2013 wurden Kraftwerke mit einer Gesamtkapazität von 2,5 GW in diese Kaltreserve (neuerdings Netzreserve) aufgenommen. Der jüngste Winterbericht der Bundesnetzagentur beurteilt den vergangenen Winter als insgesamt weniger angespannt als ein Jahr zuvor [BNetzA, 2013e]. Gleichzeitig weist er aber auf die Tatsache hin, dass die Übertragungsnetze trotz erheblicher Eingriffe der Übertragungsnetzbetreiber nicht zu jedem Zeitpunkt (n-1) sicher betrieben werden konnten. Tab. 6-4 veranschaulicht die zeitliche Entwicklung der kontrahierten Kraftwerke.

Tab. 6-4: Zeitreihe über die als Netz-/Kaltreserve kontrahierten Kraftwerke

Winter	Leistung / GW
2011/2	1,6
2012/3	2,5
2013/4	2,5
2015/6	4,8

Quelle: BNetzA [2013e, 2013f, 2013g]

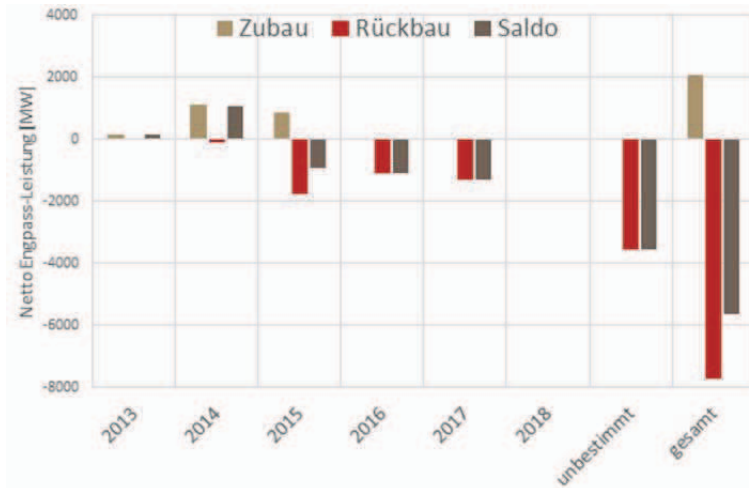
223. Auch der Gesetzgeber ist sich dieser Tatsachen bewusst und bringt dies in Form der EnWG-Novelle 2012 zum Ausdruck. Bezüglich der Versorgungssicherheit werden in §13 folgende Neuerungen beschlossen:

- Verpflichtung für Kraftwerksbetreiber, eine Kraftwerksstilllegung 12 Monate im Voraus anzukündigen
- Recht der BNetzA, den als systemrelevant eingestuften Kraftwerken gegen Kostenerstattung die Stilllegung zu untersagen
- Juristische Absicherung der nicht-unterbrechbaren Gasversorgung bei systemrelevanten Gaskraftwerken

- Verordnungsermächtigung für eine Reservekraftwerksverordnung [ResKV, 2013] zur transparenten Umsetzung der vorangehenden Maßnahmen.

224. Die ResKV wurde im Laufe des Jahres 2013 beschlossen und gilt vorerst bis 2017 zum Zweck der transparenten Gestaltung der sogenannten Netzreserve. Sie legt den Maßstab für den Bedarf an neuen Kraftwerken fest, bestimmt Art und Höhe der Vergütung solcher Kraftwerke, die Regeln zur Ausschreibung sowie die Möglichkeit der Übertragungsnetzbetreiber, in Abstimmung mit der BNetzA selbst Kraftwerke zu bauen. Die Verordnung dient vorrangig dazu, die Kompetenzen der BNetzA und der Übertragungsnetzbetreiber zu erweitern, um die Systemstabilität gewährleisten zu können. Es ist ein grundsätzlich problematisches Instrument, da es die Fähigkeit des Marktes einschränkt, dieses Problem anzusprechen.

225. Als Folge der im Juni 2013 in Kraft getretenen ResKV sind bei der Bundesnetzagentur mit Stand zum 28.02.2014 bereits 40 Anträge zur Stilllegung konventioneller Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von ca. 10 GW eingegangen [BNetzA, 2014b]. Es ist zu vermuten, dass einige dieser Kapazitäten von den Betreibern nur prophylaktisch zur Stilllegung angemeldet wurden, um im kommenden Jahr mehr Handlungsspielraum zu haben. Sollten die Großhandelspreise für Strom weiter fallen, dürften sich vermutlich viele Kraftwerksbetreiber für eine Kraftwerkstilllegung entscheiden. Die angemeldeten Kraftwerke, die von der BNetzA als systemrelevant eingestuft werden, fallen gemäß ResKV in die Netzreserve. Sie erhalten dann für fünf Jahre eine Vergütung für die Betriebsbereitschaft, die über eine Umlage auf die Netzentgelte (Umlage für abschaltbare Lasten) finanziert wird. Sollte sich der Kraftwerksbetreiber später zur Wiederteilnahme am freien Markt entschließen, ist diese Vergütung zu erstatten. Es wird beobachtet werden müssen, welche der zur Stilllegung angemeldeten Kraftwerke von der BNetzA als „systemrelevant“ eingestuft werden und inwieweit sich dieser Kapazitätsmechanismus bewähren wird.

Abb. 6-2: Zu- und Rückbau von Kraftwerkskapazitäten südlich der Mainlinie

Quelle: Eigene Darstellung, BNetzA [2013h]

226. In Abb. 6-2 ist die Einschätzung der BNetzA hinsichtlich des geplanten Zu- und Rückbaus von Kraftwerkskapazitäten südlich der Mainlinie dargestellt. Zum Rückbau gehören das Kernkraftwerk Grafenrheinfeld zum Ende des Jahres 2015 sowie das Kernkraftwerk Gundremmingen zum Ende des Jahres 2017. Bis 2018 werden voraussichtlich Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von 2.071 MW zugebaut und Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von 7.684 MW (dargebotsunabhängige Kraftwerke) rückgebaut. Es resultiert ein bilanzieller Rückbau von 5.613 MW. Die angespannte Lage in Süddeutschland dürfte sich demnach noch verschärfen.

227. Die Bundesregierung diskutiert im Monitoring-Bericht die „angespannte Lage“ in Süddeutschland und nennt als Handlungsoptionen Netzausbau und „Kraftwerkserhalt und –neubau“ zum dauerhaften Erhalt der Versorgungssicherheit in Süddeutschland. Wir weisen hierzu auch darauf hin, dass die Bundesnetzagentur noch eine weitere Option in der Engpassbewirtschaftung der Grenzkuppelstellen zwischen Deutschland und Österreich sieht [BNetzA, 2013f]. Weiterhin sieht die BNetzA erst dann die Option von Kraftwerksneubauten in Süddeutschland geboten, wenn die im „Frühjahr 2014 durchzuführenden Neuberechnungen“ im Ergebnis einen höheren Reservebedarf ausweisen.

228. Der Monitoring-Bericht der Bundesregierung stellt die Option „Kraftwerkserhalt und -neubau“ in den Vordergrund und weist in diesem Zusammenhang auf den Neubau von Gaskraftwerken hin (vgl. Monitoring-Bericht Kapitel 7.5). Gaskraftwerke seien vergleichsweise schnell – ggf. auch unter Ertüchtigung des Pipelinesystems – zu errichten. Aus Sicht der Expertenkommission fehlen an dieser Stelle Ausführungen über die Größenordnung von Gas-Kraftwerken sowie darüber, was unter „vergleichsweise schnell“ zu verstehen ist. Der Bericht der Bundesnetzagentur zur Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2015/2016 präzisiert zwar die Aussagen und verweist auf Herstellerangaben, wonach die Realisierung mobiler Gasturbinen (inkl. Genehmigungsverfahren) in rund einem Jahr erfolgen könnte [BNetzA, 2013f]. Allerdings lässt auch die BNetzA offen von welchen Kraftwerksgrößenklassen hier die Rede ist. Immerhin ist zu bedenken, dass schon die Verfahren nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) für Anlagen kleiner 50 MW 3 Monate und für Anlagen größer 50 MW 7 Monate in Anspruch nehmen (§ 10 (6a) BImSchG). Somit erscheint eine Realisierung von Anlagen größer 50 MW innerhalb von 12 Monaten zumindest als prüfungswürdig.

229. Eine der kurzfristig zu realisierenden Gegenmaßnahmen ist die Fertigstellung der Südwestkuppelleitung zwischen Bad Lauchstädt in Sachsen-Anhalt über Thüringen bis nach Redwitz in Bayern, die auch als Thüringer Strombrücke oder als EnLAG-Vorhaben Nr.4 bezeichnet wird. Dieses Vorhaben ist in 5 Teilabschnitte untergliedert. Während die ersten beiden Abschnitte bereits gebaut worden sind und der dritte sich derzeit im Bau befindet, durchlaufen der vierte und fünfte Abschnitt seit September dieses Jahres noch das Planfeststellungsverfahren. Die BNetzA veröffentlicht quartalsweise ein Monitoring, das u.a. den Fortschritt dieses EnLAG-Vorhabens Nr.4 dokumentiert. Insgesamt geht sie von einer Inbetriebnahme des Vorhabens im Zeitraum zwischen 2015 und 2017 aus.

230. Unter den Akteuren der Energiewirtschaft ist weitgehend unumstritten, dass erst durch die Beseitigung dieses Nadelöhrs im deutschen Übertragungsnetz eine Entspannung der Lage in Süddeutschland möglich wird. Einerseits führt die starke Konzentration von Windkraftanlagen im Norden der Republik zeitweise zu erheblichen physikalischen Lastflüssen von Norden nach Süden. Die Thüringer Strombrücke würde diesen erhöhten Lastfluss ermöglichen. Andererseits hilft der Netzausbau, die fehlenden dargebotsunabhängigen

gen Kapazitäten des Südens mit Kraftwerken aus dem Norden besser auszugleichen.

231. Bei der Reservekraftwerksverordnung (ResKV) handelt es sich um einen vorerst bis 2017 befristeten Versuch, die akute Problematik fehlender Investitionsanreize für Backup-Kapazitäten zu entschärfen. Dies schafft vor allem Zeit für eine gründliche Diskussion und eine zielführende, grundlegende Problemanalyse über das anschließende weitere Vorgehen. Es geht um das offensichtliche Problem, dass in mittel- bis langfristiger Sicht weiterhin elektrizitätswirtschaftliche Investitionen getätigt werden müssen. Doch diese sind aktuell praktisch nur noch in den politisch geförderten oder regulierten Bereichen von EEG und KWKG wirtschaftlich rentabel. Selbst viele Bestandsanlagen sind wirtschaftlich gefährdet.

232. Es gibt verschiedene Ansätze, um die Verfügbarkeit von Backup-Kapazitäten zu sichern und damit einen Beitrag zur stabilen Stromversorgung zu leisten. Zunächst ist dabei die Frage zu klären, wer letztendlich die Verantwortung für die Stromversorgung übernehmen soll und ob diese Verantwortungen auch wahrgenommen werden können. Während ursprünglich die monopolistischen Verbundgesellschaften zuständig waren, ist diese Verantwortung mit der Strommarktliberalisierung auf die Vertriebe – namentlich die Unternehmen der Grundversorgung – übergegangen. Sollten sie dieser Verantwortung nicht gerecht werden, so drohen ihnen harte Sanktionen. Für die sehr kurzfristigen Zeiträume von weniger als einer Stunde bis zum Lieferzeitpunkt sind zudem die Übertragungsnetzbetreiber in der Pflicht. Sie beschaffen Regelleistung, die sie an die Marktteilnehmer als Ausgleich für unerwartete Mehr- oder Mindermengen weiterleiten. Die Diskussion über ein neues Marktdesign unterstellt implizit ein drohendes kollektives Versagen dieser beiden Gruppen von Marktteilnehmern. Somit ist zu klären, worauf dieses Versagen zurückzuführen ist und wie diese Defizite zu überwinden sind. Solche Aspekte könnten die suboptimale Nutzung von bereits bestehenden Arten von Kapazitätsverträgen sein (bspw. so genannte Kraftwerksscheiben oder Reserve- und Zusatzstromverträge) oder einer nicht ausreichenden, langfristigen Planungsperspektive. Dies führt dann auch zur Beantwortung der Frage, ob dafür tatsächlich ein staatlich regulierter Kapazitätsmarkt notwendig ist oder es vielleicht andere, bessere Lösungen gäbe. So könnte die Akzeptanz gegebenenfalls wieder steigender Großhandelspreise als Folge verringerter Erzeu-

gungskapazitäten oder die Integration der erneuerbaren Kapazitäten in den Elektrizitätsmarkt bereits Abhilfe schaffen.

233. Mit der ResKV hat vorübergehend auch die BNetzA Verantwortung für die Stromversorgung übernommen, und zwar nicht mehr nur als ein externer Moderator, sondern als direkter Akteur am Markt. Damit ist ein Teil der Verantwortung von den Marktteilnehmern auf eine Behörde verlagert worden. Angesichts der unerwarteten Sofort-Abschaltung von rund 8000 MW Kernkraftwerkskapazität im Frühjahr 2011 hatte dieser Schritt wohl seine Berechtigung. Im Monitoring-Bericht der Bundesregierung wird nun angekündigt, mittelfristig einen „Kapazitätsmechanismus“ zu entwickeln, weil sich die Situation ausreichender Kapazitäten bis zum Ende des Jahrzehnts ändern könnte. Bei allen anstehenden Diskussionspunkten sollten die tieferen Ursachen der Kapazitätsmarktdiskussion nicht außer Acht gelassen werden.

6.4 Netze der Elektrizitäts- und Gaswirtschaft

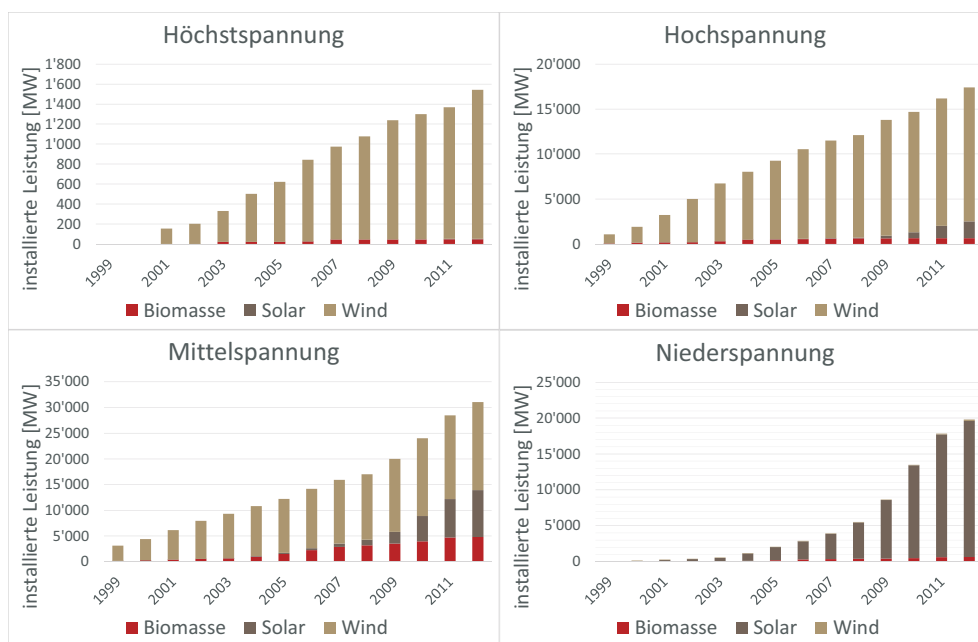
234. Die veränderten Randbedingungen in der Erzeugung gehen mit einem notwendigen Umbau und damit verbunden Investitionen in Übertragung und Verteilung elektrischen Stroms einher. Die Deutsche Energie-Agentur (dena) hat in ihren Netzstudien I und II [dena, 2010a, 2005] in einem Konsortium erstmals den Ausbaubedarf des deutschen Übertragungsnetzes aufgrund erhöhter Einspeisung erneuerbarer Energien quantifiziert und eine Reihe energiepolitischer Entscheidungen ins Rollen gebracht. Im Berichtsjahr 2012 wurde von der dena eine ähnliche Studie mit dem Fokus auf die Verteilnetze erstellt [dena, 2012]. Auch verschiedene Berichte der Bundesnetzagentur beschäftigen sich ausführlich mit diesen Themen. Leider greift der aktuelle Monitoring-Bericht der Bundesregierung diese informativen Vorarbeiten nicht umfassender auf.

Verteilnetze

235. Bei zunehmendem Ausbau von dezentralen Erzeugungsanlagen kann sich der klassische Lastfluss zu Zeiten hoher Einspeisung erneuerbarer Energien bspw. umkehren. In diesem Fall ist der lokale Strombedarf in den Verteilnetzen geringer als die lokale Erzeugung. Solange das Stromnetz aus ausschließlich passiven Elementen besteht, stellt dies keine größere technische

Herausforderung dar. Ab einer gewissen Leistungsschwelle müssen diese Verteilnetze aber verstärkt oder sogar ausgebaut werden. Die nach Technologie und Verteilnetzebene differenzierte Darstellung der angeschlossenen Leistung ist daher ein guter Indikator für den nötigen Investitionsbedarf in die Verteilnetzebene. Die Expertenkommission schlägt vor, dies als Indikator zu verwenden.

Abb. 6-3: Nach Verteilnetzebene aufgeschlüsselte zeitliche Entwicklung der installierten Leistung erneuerbarer Energien



Quelle: ÜNB [2013b]

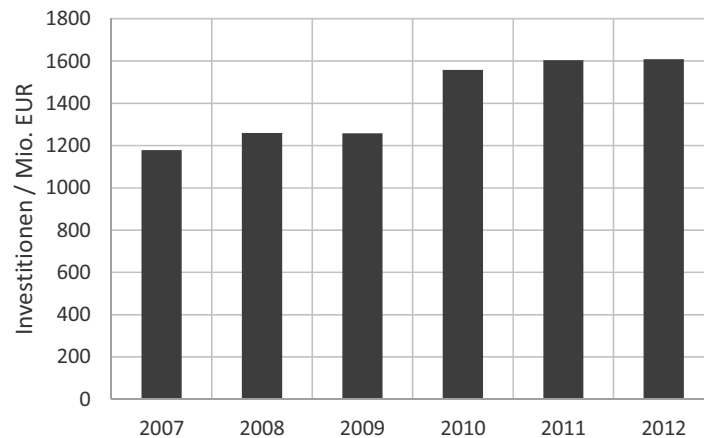
236. In Abb. 6-3 ist die zeitliche Entwicklung der installierten Leistung, gegliedert nach Spannungsebenen, dargestellt. Im Jahr 2005 waren in der Niederspannungsebene erneuerbare Energien mit einer installierten Leistung von ungefähr 2.000 MW angeschlossen. Zum Ende des Berichtsjahres 2012 hat sich dieser Wert auf knapp 20.000 MW verzehnfacht. In der Niederspannungsebene sind hauptsächlich Photovoltaikanlagen angeschlossen. In der Mittelspannungsebene waren vor 10 Jahren fast ausschließlich Windkraftanlagen angeschlossen. Inzwischen spielen auch Biomasse- und Photovoltaikanlagen eine wichtige Rolle. In die Hochspannungsebene speisen hauptsächlich Windkraftanlagen ein. Insgesamt waren bis einschließlich 2012 Biomasse-, Solar- und

Windkraftanlagen mit einer installierten Leistung von knapp 70.000 MW gemeldet, wobei 98 % dieser Kapazitäten am Verteilnetz angeschlossen waren.

237. In den Monitoringberichten der BNetzA wird jährlich das Investitionsvolumen in die Verteilnetze ausgewiesen. Im Berichtsjahr 2012 setzt sich der Gesamtwert von 3,02 Mrd. Euro aus 1,6 Mrd. Euro für Neubau, Ausbau und Erweiterung und 1,42 Mrd. Euro für Erhalt und Erneuerung zusammen. Neben dem Netzausbau geht es insbesondere um die Erhöhung des Querschnitts von Kabeln und der Transformatorleistung, die Verkabelung von Freileitungen, die Trennstellenoptimierung und den Einbau von Messtechnik. Der aus dem Ausbau erneuerbarer Energien abgeleitete zusätzliche Investitionsbedarf in der Verteilnetzebene wird von der dena in der bereits erwähnten Studie geschätzt. Diesen Schätzungen liegt der mittlere Ausbaupfad des Netzentwicklungsplans zugrunde. Den Berechnungen zufolge besteht ein zusätzlicher Investitionsbedarfs von über 27 Mrd. Euro bis 2030 ausschließlich für den Neubau von Leitungen, wobei neue Technologien nicht berücksichtigt sind. Der höchste Anteil fällt auf der Hochspannungsebene an, da Erzeugungsanlagen aus untergeordneten Ebenen auch dort Kostentreiber sind. Legt man diesem Kapitalwert eine Abschreibungsdauer von 20 Jahre zugrunde bei einem Zinssatz von 6,5 %, so ergibt sich ein jährlicher Investitionsbedarf von über 2,5 Mrd. Euro. Vergleicht man diesen Wert mit den Investitionen in Neubau, Ausbau und Erneuerung (vgl. Abb. 6-4) so kommt man zu dem Schluss, dass in den vergangenen Jahren die getätigten Investitionen zwar zugenommen haben, aber immer noch erheblich unter dem tatsächlichen Bedarf liegen.

238. Die tatsächlichen Investitionskosten sind dennoch umstritten. Eine Studie des Verbands kommunaler Unternehmen kommt bspw. zu dem Schluss, dass unter Einbezug innovativer Betriebsmittel im Netzbereich lediglich Investitionen in Höhe von 13 Mrd. Euro bis 2030 notwendig sind [VKU, 2013]. Zusätzlich sei darauf hingewiesen, dass dieser Investitionsbedarf in die Verteilnetze im Rahmen der Energiewende eine eher geringfügige Rolle spielt, zumal nicht sämtliche der künftig notwendigen Investitionen auf die Energiewende zurückgeführt werden können. Allein die Differenzkosten des EEG im Jahr 2012 lagen bei knapp 15 Mrd. Euro.

Abb. 6-4: Investitionen in Neubau, Ausbau und Erweiterung der Verteilnetze



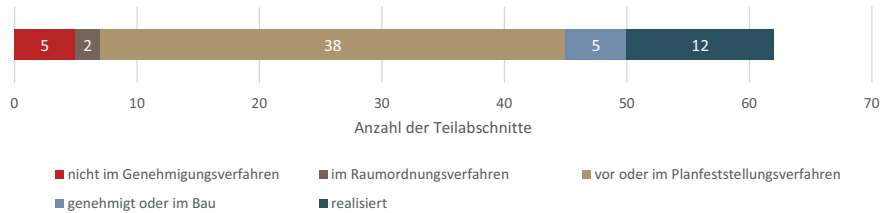
Quelle: BNetzA/BKartA [2012]

Übertragungsnetze

239. Die Politik hat im Rahmen des Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG) sowie des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG) die nötigen politischen Grundlagen zum Ausbau der Übertragungsnetze gelegt. Ziel des NABEG ist die Beschleunigung der Planungs- und Genehmigungsverfahren. Bevor der erste Spatenstich gesetzt werden kann, durchläuft die Planung eines solchen Übertragungsnetzes viele Verfahrensschritte: ein Genehmigungs-, ein Raumordnungs- und ein Planfeststellungsverfahren. In Abb. 6-5 ist der Fortschritt aller Teilabschnitte dargestellt: 5 sind noch nicht im Genehmigungsverfahren, 2 sind im Raumordnungsverfahren, 38 sind vor oder im Planfeststellungsverfahren, weitere 5 sind genehmigt oder im Bau und 12 Teilabschnitte sind bereits realisiert. Das entspricht 268 von insgesamt 1855 Kilometern (vgl. Abb. 6-6). Im Jahr 2012 wurden weitere 54 Kilometer fertig gestellt. Der Großteil der Vorhaben ist aber in Verzug.

240. Das Ausmaß der Verzögerung wird in Abb. 6-6 deutlich. Ursprünglich sollten bis Ende 2012 schon 712 Kilometer fertig gestellt sein. Der größte Teil der EnLAG-Vorhaben sollte bis 2015 fertiggestellt werden, doch wird dies nach aktuellem Stand frühestens 2017 erreicht. Der untere Rand des aktuellen Zielpfads bildet alle erwarteten Verzögerungen bei nicht optimalem Verfahrensverlauf ab. Der obere Rand dagegen stellt den optimalen Verlauf dar.

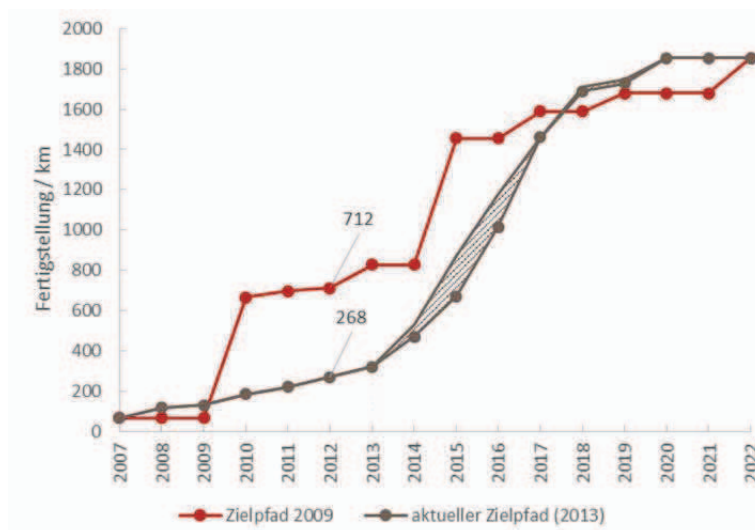
Abb. 6-5: Status der EnLAG-Vorhaben



Quelle: BNetzA [2013i]

241. Angesichts der Verzögerungen hat die Bundesregierung weitere Instrumente zur Beschleunigung der Netzplanungen eingeführt. Dazu gehört der Netzentwicklungsplan (NEP), der jährlich von den vier Übertragungsnetzbetreibern und der BNetzA unter Einbezug der Öffentlichkeit erstellt werden muss. Auf diesen Netzentwicklungsplänen beruht der gesetzliche Bundesbedarfsplan, der nach seiner Verabschiedung durch den Bundestag den Ausbaubedarf gesetzlich verankert und dafür sorgen soll, dass auf Grund des damit festgestellten öffentlichen Interesses niemand mehr der entsprechenden Netzausbau-Notwendigkeit gerichtlich widersprechen kann.

Abb. 6-6: Ursprünglich geplanter und tatsächlicher Zielpfad des Netzausbaus nach EnLAG



Quelle: Eigene Darstellung; BNetzA [2013i, 2010]

242. Der aktuelle Monitoring-Bericht geht in Abschnitt 8.4 auf die Bedeutung grenzüberschreitender Stromflüsse ein. Tatsächlich kann der europäische Strombinnenmarkt die ökonomische Effizienz des Gesamtsystems erhöhen. In den Ausführungen der Bundesregierung wäre es jedoch wünschenswert gewesen, die aktuellen Entwicklungen sowie deren Probleme konkret zu thematisieren. Ob die Einbindung erneuerbarer Energien in den europäischen Strommarkt tatsächlich dazu beiträgt, den Strom effizienter in das System zu integrieren ist eine Aussage, die nicht einfach zu belegen ist.

243. Die Energiewende wäre ohne die Einbettung des deutschen Stromnetzes in den europäischen Netzverbund kaum möglich. Der internationale Stromaustausch ermöglicht den Ausgleich von Last- und Erzeugungsspitzen und somit eine Stabilisierung der Stromversorgung. Der Monitoring-Bericht berücksichtigt jedoch nicht, dass physikalische Flüsse nicht gleichbedeutend mit Marktintegration sind. Marktintegration herrscht dann vor, wenn Preisunterschiede in angrenzenden Märkten durch Handel ausgeglichen werden können. Dies ist nur möglich wenn die Grenzkuppelstellen noch freie Kapazitäten aufweisen. Je häufiger im Jahresablauf die Grenzkuppelstellen vollkommen ausgelastet sind, desto stärker ist der Handel hierdurch beschränkt und es kommt zu divergierenden Preisen. Dies ist gleichbedeutend mit einer verringerten Marktintegration. Der Anstieg physikalischer Stromflüsse ins Ausland übers Jahr bei unveränderter Kapazität der Grenzkuppelstellen muss vor dem Hintergrund der kommerziellen Außenhandelsströme bewertet werden. Daten zu Preisen und zur Auslastung von Grenzkuppelstellen liegen vor. Im Monitoring-Bericht der Bundesregierung sollten diese Daten für eine tiefergehende Analyse Verwendung finden.

244. Eine verstärkte Integration der europäischen Strommärkte ist erklärtes Ziel der Europäischen Kommission. Die Verflechtung der nationalen Netze führt jedoch bereits heute dazu, dass die Energiewende Auswirkungen auf die Nachbarländer hat. Die innerdeutschen Engpässe beim Abtransport von norddeutscher Windenergie verursachen Ringflüsse über die Beneluxstaaten oder Polen und Tschechien, welche dort durchaus Probleme hervorrufen können. An der polnischen Grenze wird aus diesem Grund derzeit ein Phasenschieber errichtet, welcher die Stromflüsse aus Deutschland begrenzen soll.

Netzentgelte

245. Mit der Regulierung der Netze durch die BNetzA sind die Netzentgelte auf den verschiedenen Netzebenen teilweise sehr deutlich gesunken. Im Jahr 2012 wird erstmals ein Wiederanstieg der Netzentgelte auf breiter Front sichtbar. Unmittelbar begründet ist dies durch die novellierte Anreizregulierungsverordnung, derzufolge die Netzbetreiber die von ihnen getätigten Investitionen ohne die bisherige zweijährige Karenzzeit bei den Netzentgelten berücksichtigen dürfen.

246. Die Bundesregierung mahnt in ihrem Monitoring-Bericht an, dass Unternehmen und Haushalte, die ihren eigenen Strom erzeugen, im Umfang dieser Erzeugung keine Netzentgelte zahlen. Das ist nur bedingt richtig. Verbraucher mit registrierter Leistungsmessung (rLM-Kunden) zahlen nicht nur einen Arbeitspreis, sondern ebenfalls einen Leistungspreis, der sich an der Spitzenlast orientiert. Damit wird insbesondere auch die Vorhaltung von Netzkapazität abgerechnet. Setzt ein Unternehmen sein Kraftwerk dagegen gezielt ein, um Lastspitzen zu decken, so vermeidet es neben dem Arbeitsentgelt auch das Leistungsentgelt, trägt aber gleichzeitig zu einer Entlastung der Netze bei. Aus Sicht der Expertenkommission sollte dieser Mechanismus in Zukunft stärker auf die Verfügbarkeit der erneuerbaren Energien abgestimmt werden.

Gasnetze und -speicher

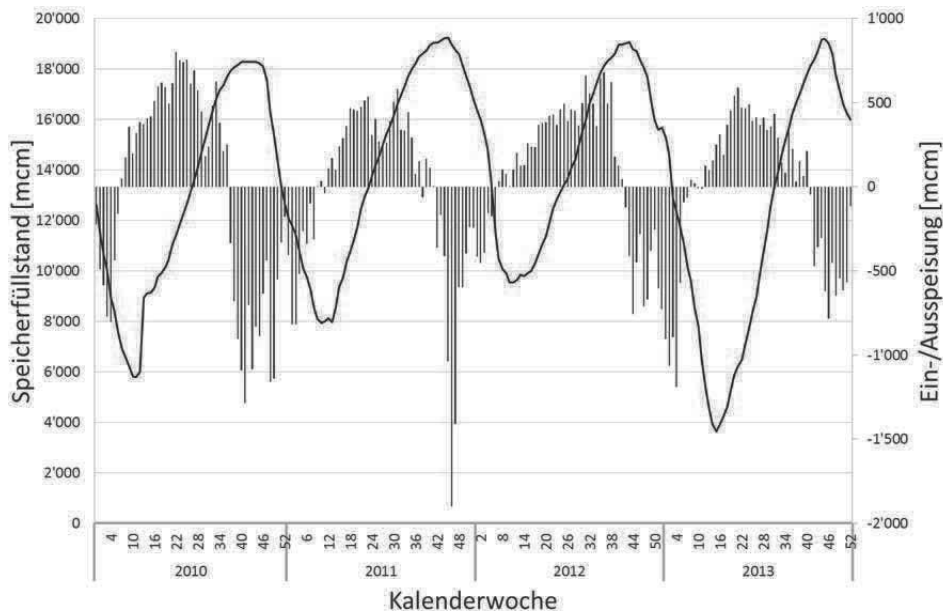
247. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) und das Bundeskartellamt (BKartA) haben sich in ihrem Monitoringbericht 2012 vom 5. Februar 2013 zur Entwicklung der Elektrizitäts- und Gasmärkte auch mit möglichen Störungen der Gasversorgung befasst. Auch der Winterbericht 2012/13 der BNetzA vom 20. Juni 2013 geht auf dieses Thema ein. Beide Berichte gelangen zu einer grundsätzlich positiven Einschätzung der Gasversorgungssicherheit. Hatten Engpässe im Gas-Fernleitungsnetz im Februar 2012 noch zu einer Unterbrechung der Gasversorgung von Kraftwerken sowie zu negativen Auswirkungen auf die Sicherheit der Stromübertragungsnetze geführt, sind derartige Risiken seither durch die Inbetriebnahme von zwei neuen Transportleitungen (Sannerz-Rimpar-Leitung zwischen Hessen und Bayern sowie die Gazelle-Leitung durch die Tschechische Republik von Sachsen nach Bayern) gesunken.

248. Auf Veranlassung der BNetzA haben darüber hinaus einige Kraftwerksbetreiber gasseitig feste Kapazitätsbuchungen vorgenommen (Irsching 5 in

Vohburg und RDK 4 in Karlsruhe), wobei die damit verbundenen Mehrkosten stromseitig auf die Übertragungsnetzentgelte gewälzt werden. Noch nicht umgesetzt wurde die Initiative der BNetzA, systemrelevante Gaskraftwerke vermehrt auf den Betrieb mit alternativen Brennstoffen nachzurüsten, bspw. Heizöl.

249. Wegen der Wechselwirkungen zwischen den elektrischen Übertragungsnetzen und Gas-Fernleitungen wurden die jeweiligen Betreiber zu einer engeren Kommunikation aufgefordert, die inzwischen als ein kontinuierlicher Prozess institutionalisiert wurde. Auch dies dürfte die Versorgungssituation in Notfalllagen verbessern. Der Gesetzgeber ist aber noch einen Schritt weiter gegangen. Mit der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) vom 14. Dezember 2012 darf der Gasbezug von systemrelevanten Gaskraftwerken nicht mehr eingeschränkt werden durch netzbezogene Maßnahmen, die eigentlich zur Beseitigung einer Gefährdung/Störung von Fernleitungsnetzen notwendig wären. Marktbezogene Maßnahmen wie bspw. vertragliche Regelungen zur Abschaltung von Gasverbrauchern dürfen bei systemrelevanten Gaskraftwerken nur nachrangig, also nach Ausschöpfung aller anderen verfügbaren netz- und marktbezogenen Maßnahmen, ergriffen werden (EnWG §16, abs. 2a). Es muss sich noch zeigen, inwieweit diese neue Vorschrift mit den Forderungen von § 53a EnWG kompatibel ist, wonach die Versorgung von Haushaltskunden und gasbetriebenen Fernwärmeanlagen selbst bei einer teilweisen Unterbrechung der Gasversorgung oder bei außergewöhnlich hoher Gasnachfrage gewährleistet bleiben muss. Die hiermit implizierte Verlagerung von Versorgungsrisiken von den Stromkunden auf die Wärmekunden ist aus unserer Sicht problematisch.

250. Ein weiteres gasseitiges Versorgungsrisiko wurde in diesem Sommer im Bereich der Gasspeicher sichtbar. Nach Angaben des Monitoringberichts 2012 genießt die Infrastruktur zwar mit 43 Untertagespeichern und einem nutzbaren Arbeitsgasvolumen von 22 Mrd. m³ einen Spitzenplatz in Europa [BNetzA/BKartA, 2012]. Weitere drei Gasspeicher sind inzwischen hinzugekommen.

Abb. 6-7: Speicherfüllstände und tagesscharfe Ein-/Auspeisung

Quelle: Eigene Darstellung, GIE [2014]

251. Allerdings ist zu prüfen, ob die kommerzielle Speicherbewirtschaftung geeignet ist, auch im Notfall, etwa bei einem besonders harten und langen Winter, die jederzeitige Gasversorgungssicherheit zu gewährleisten. Mit der Liberalisierung der Gasmärkte werden die vorhandenen Speicherkapazitäten zunehmend von den Transportkunden zur Strukturierung der u.a. temperaturbedingt schwankenden Lieferverpflichtungen und preislichen Optimierung des Gasbezugs gebucht und genutzt. Dabei sinkt die Bedeutung der Speichernutzung zum saisonalen Ausgleich von langfristigen Lieferverträgen und zur Abdeckung von Versorgungsnotlagen. Dies wurde beispielhaft im Winterhalbjahr 2012/13 deutlich, als die Gasspeicher im April 2013 nach einer unerwartet langen Kälteperiode so gut wie leer waren (vgl. Abb. 6-7). Bis zum Beginn des aktuellen Gaswirtschaftsjahres 2013 (1. Oktober 2013) war der saisonal übliche Speicherfüllstand um etwa 10 % unterschritten (Quelle: www.teamconsult.net; Mitteilung vom 28. Oktober 2013). Allerdings ist die Gasnachfrage in den letzten Jahren rückläufig und die Gasspeicherkapazitäten sind um rund 10 % angestiegen.

252. Über die Transparenzplattform GSE erhält man tagesscharf Informationen über den Zustand der deutschen Gasspeicher. Die Datenbank erfasst

Informationen über Füllstand, Gesamtkapazität, sowie über Ein- und Ausspeisemengen und die dazugehörigen Kapazitäten. In Abb. 6-7 werden die historischen Daten über Gasspeicherfüllstände und Ein-/Ausspeisemengen graphisch dargestellt. Als Folge der sehr langen Heizperiode im vergangenen Winter ist deutlich zu erkennen, wie weit der gesamte Gasspeicherfüllstand im Vergleich zu anderen Jahren gesunken ist. Weiterhin ist im Zusammenhang mit der kritischen Versorgungssituation im Februar 2012 deutlich zu erkennen, wie die Ausspeisekapazitäten fast vollständig ausgeschöpft worden sind. An einem Tag wurden fast 80 % der gesamten Ausspeiseleistung in Anspruch genommen. Es sei darauf hingewiesen, dass diese aggregierten Zahlen die regionale Verteilung der Speicher nicht berücksichtigen. Eine gesamtdeutsche Ausspeiseleistung von 80 % lässt demzufolge vermuten, dass die süddeutschen Speicher an Ihrem Maximum operierten. Es muss also zwischen sehr kurzfristiger Versorgungssicherheit bzgl. der Ausspeiseleistung und mittelfristiger Versorgungssicherheit bzgl. der Gasspeicherkapazitäten unterschieden werden. Während in Norddeutschland viele Speicherkapazitäten vorhanden sind, beschränkt sich das Angebot in Süddeutschland im Wesentlichen auf die Agglomeration südöstlich von München.

6.5 Internationale Aspekte der Versorgungssicherheit

253. Bereits in der letzten Stellungnahme hat die Expertenkommission die Aspekte der internationalen Versorgungssicherheit kommentiert. Etliche Anregungen wurden erfreulicherweise auch im Monitoring-Bericht der Bundesregierung aufgegriffen. Dies soll hier weitergeführt werden. Dazu werden folgende Schwerpunkte gesetzt und analysiert.

- Es sollte nicht per se Ziel der deutschen Energiepolitik sein, Energieimporte und somit die Importabhängigkeit zu verringern.
- Bei einer Diskussion über die Versorgungssicherheit sollten der europäische Kontext und somit der angestrebte europäische Energiebinnenmarkt mit berücksichtigt werden.
- Die Diversifikation der Lieferländer für deutsche und europäische Energieimporte ist weitergehend zu analysieren und im Einzelfall zu bewerten.

Energieimporte und Versorgungssicherheit

254. Aus Sicht der Energieversorgungssicherheit stellt die Verringerung von Energieimporten an sich kein sinnvolles Ziel dar. Deutschland ist wie kaum ein anderes Land in die globalen Handels- und Leistungsbilanzströme eingebettet und profitiert als Volkswirtschaft insgesamt von der Integration der Weltmärkte. Importe von Primärprodukten, bei denen Deutschland keinen komparativen Kostenvorteil hat, sind volkswirtschaftlich sinnvoll und leisten einen Beitrag zum allgemeinen Wohlstand und – im Fall von Deutschland – auch zum Abbau der Ungleichgewichte der deutschen Außenhandelsbilanz.

255. Darüber hinaus ist Deutschland auch wegen geringer eigener Erdgas- und Erdöl-Ressourcen auf Energieimporte angewiesen. In diesem Fall wird eine Gefährdung der Sicherheit der Energieversorgung meist mit einem hohen Anteil eines einzigen Lieferlandes oder einer organisierten Gruppe von Ländern wie der OPEC in Verbindung gebracht (Importkonzentration). Dabei sollte jedoch der Blickwinkel nicht allein auf die deutsche Versorgungssituation verengt werden. Deutschland ist im Rahmen der IEA zur internationalen Aushilfe bei Versorgungsstörungen verpflichtet und profitiert im Notfall auch umgekehrt von der Solidarität der IEA-Mitgliedsstaaten. Darüber hinaus ist die deutsche Gaswirtschaft integraler Teil des europäischen Binnenmarkts. In einem Binnenmarkt hängt die Importsicherheit nicht mehr allein von rein nationalen Gegebenheiten ab, auch wenn Ländergrenzen noch eine Rolle spielen, etwa durch begrenzte Austauschkapazitäten für den leitungsgebundenen Gastransport. Einerseits werden Lieferausfälle in einem Binnenmarkt länderübergreifend auftreten und auch versucht länderübergreifend auszugleichen. Andererseits lässt sich die Verhandlungsmacht gegenüber Lieferanten steigern, wenn die europäischen Gasmärkte als Binnenmarkt organisiert sind und nicht als Verbund einzelner Nationalstaaten.

256. Bei der Betrachtung der Abhängigkeit von Energieimporten wird in den Importländern gerne ausgeblendet, dass umgekehrt auch Exportländer von den Importländern abhängen. Offenkundig kann die große Abhängigkeit von russischen Gaslieferungen zu gesamtwirtschaftlichen Problemen führen, wenn diese Lieferungen ausfallen. Umgekehrt hängt aber auch Russland von seinen Absatzmärkten ab und hätte mit ökonomischen Problemen zu kämpfen, wenn

der Gasabsatz nach Deutschland und Europa wegbrechen würde. Es liegt also eine wechselseitige Abhängigkeit vor, die stabilisierend wirken kann.

257. Darüber hinaus hängt die Lieferzuverlässigkeit von der politisch-gesellschaftlichen Stabilität der Lieferländer ab. Ein vergrößerter Importanteil aus stabilen Ländern kann durchaus zur Verbesserung der Versorgungssicherheit beitragen. Zur Bewertung von Importrisiken müssen alle diese Aspekte – Konzentration auf einzelne Lieferländer, gegenseitige Abhängigkeiten und politische Stabilität der Lieferländer – gemeinsam betrachtet werden.

Maßzahlen für die Sicherheit der Energieimporte

258. Die Bundesregierung weist im Monitoring-Bericht darauf hin, dass die Versorgungsstruktur breit diversifiziert ist (vgl. Monitoring-Bericht Kapitel 2.1). Sie gibt dafür allerdings keine indikative Maßzahl an. Die Expertenkommission gibt hierzu nachfolgend einige Anregungen: Verschiedene Indikatoren werden für die Messung der Abhängigkeit von Energieimporten bzw. des Risikos von Lieferausfällen diskutiert. Die meisten dieser Indikatoren basieren auf Konzentrationsmaßen, die angeben, wie stark die Importe auf ein einzelnes Land oder einige wenige Länder konzentriert sind. Weiterentwicklungen solcher Maßzahlen gewichten die Anteile jedes Landes außerdem mit einem Risikofaktor.⁴³

259. Ein Beispiel für einen solchen Indikator liefert der Versorgungssicherheitsindikator nach Frondel und Schmidt, welcher auf dem Hirschmann-Herfindahl-Index⁴⁴ basiert [Frondele and Schmidt, 2009]. Der Versorgungssicherheitsindikator nach Frondel und Schmidt ergänzt den Hirschmann-Herfindahl-Index um eine Risikogewichtung auf Grundlage von Risikokategorien der OECD, die auch für Hermes-Bürgschaften herangezogen wer-

⁴³ Länder, die als weniger zuverlässig gelten, erhalten ein höheres Gewicht als Länder, die als vertrauenswürdig eingeschätzt werden.

⁴⁴ Der Hirschmann-Herfindahl-Index wird berechnet als Summe der quadrierten Marktanteile der Lieferländer. Wenn sämtliche Importe aus einem einzigen Land stammen nimmt der Index den Wert 1 an. Gibt es hingegen viele Lieferländer mit jeweils nur geringem Marktanteil, so liegt der Index nur knapp über Null. Der Verlauf ist jedoch nicht linear. So gilt ein Wert von 0,018 im US-amerikanischen Wettbewerbsrecht bereits als recht hohe Marktkonzentration.

den. Der Indikator liefert somit eine Maßzahl für die Abhängigkeit von wenigen Lieferländern und berücksichtigt dabei auch deren politische Stabilität. Werden die entsprechenden Berechnungen auf den EU-Binnenmarkt übertragen, wird die Importabhängigkeit des europäischen Binnenmarkts erkennbar. Allerdings gibt es für die Gewichtung von Ländern nach Risikoklassen keine objektiv belastbaren Indikatoren. Es kommen viele mögliche Risikoindikatoren in Betracht, die zu unterschiedlichen Bewertungen führen. Darüber hinaus kann sich die Beurteilung der politischen Risiken einzelner Länder im Zeitablauf ändern.

260. Ein anderes Maß für die Abhängigkeit von einem bestimmten Anbieter bietet der Residual Supply Index (RSI), der ursprünglich zur Messung der Unternehmenskonzentration und Marktmacht entwickelt wurde. Der RSI für einen bestimmten Lieferanten errechnet sich aus der gesamten am Markt verfügbaren Kapazität abzüglich der Kapazität des jeweiligen Anbieters, geteilt durch die insgesamt nachgefragte Menge im betroffenen Zeitraum. Liegt der Index über 100 %, so könnte der Ausfall des jeweiligen Anbieters komplett durch Lieferungen anderer Anbieter ersetzt werden. Liegt er unter 100 %, so zeigt der RSI an, welcher Anteil der Nachfrage noch bei maximaler Auslastung aller anderen Kapazitäten gedeckt werden könnte.⁴⁵ Spiegelbildlich lässt sich die Abnehmer-Konzentration aus Sicht des Exportlandes berechnen. Die Differenz beider Konzentrationsmaße ergibt einen Indikator, der die Unterschiede wechselseitiger Abhängigkeiten zum Ausdruck bringt. Aus Sicht Deutschlands wäre die Situation günstig, wenn der importseitige RSI größer ist als der exportseitige RSI der wichtigsten Lieferländer. Ergänzend ist zu bedenken, dass es bei Erdgas und Erdöl alternative Optionen zur Überbrückung von Importstörungen gibt wie bspw. unterbrechbare Lieferverträge, Umstellung auf andere Energieträger sowie die strategische Lagerhaltung im Inland. Entsprechende Optionen stehen einem auf Energieexporte spezialisierten Exportland nicht zur Verfügung.

⁴⁵ Auf die Gasversorgung übertragen müssten sämtliche Importkapazitäten und die inländischen Produktionskapazitäten addiert werden, hiervon die Importkapazitäten des kritischsten Lieferlandes abgezogen werden und anschließend durch den gesamten Gasverbrauch geteilt werden.

261. In der Debatte zur internationalen Versorgungssicherheit wird häufig darauf hingewiesen, dass für die Exporte oft ausländische Staatsunternehmen zuständig sind. Bei privaten Unternehmen kann angenommen werden, dass ihr Handeln vorrangig durch das Gewinnmotiv bestimmt und damit einfacher kalkulierbar wird. Staatliche Unternehmen können hingegen andere als nur kommerzielle Ziele verfolgen und sich bspw. machtpolitischen, verteilungspolitischen oder außenpolitischen Zielen ihrer Regierung unterordnen müssen. Damit werden Staatskonzerne weniger berechenbar als private Unternehmen, auch wenn natürlich private Unternehmen ebenfalls von der Willkür interventionistischer oder autoritärer Regierungen abhängen können. Den Einfluss von Staatsunternehmen auf die Versorgungssicherheit explizit mit einem Indikator zu messen, erscheint daher wenig sinnvoll. Es sollte jedoch berücksichtigt werden, wenn Staatsunternehmen eines anderen Landes überwiegenden Einfluss auf die Produktion und Ausfuhren weiterer Lieferländer erhalten. Als Beispiel hierfür könnte der Zugriff russischer Energiekonzerne auf zentralasiatische Gasfelder dienen.

262. Ein methodischer Indikator zur Bewertung der Importabhängigkeit sollte auf einem Vergleich der Importkonzentration mit der Exportkonzentration der wichtigsten Lieferländer beruhen. Je größer die Konzentration des Exportlandes gegenüber dem Importland, desto weniger erscheint die Importversorgung als gefährdet. Insbesondere beim Energieträger Erdgas müssen die Transitländer mitberücksichtigt werden, denn auch eine einseitige Abhängigkeit von bestimmten Importrouten kann sich zu einem Importrisiko entwickeln. Darüber hinaus muss die Europäische Union perspektivisch als Binnenmarkt betrachtet werden, was zur Folge hat, dass sich die Gasversorgungssicherheit der Mitgliedsstaaten der EU relativ zu einer rein nationalstaatlichen Betrachtung verbessert. Die Bundesregierung sollte sich deshalb für die Vollendung des europäischen Binnenmarkts für Gas einsetzen, und gleichzeitig für eine verbesserte Datengrundlage zu den Herkunftsländern der europäischen Energieimporte sorgen. Insgesamt erscheint die Importversorgung der Europäischen Union und Deutschlands nicht grundlegend bedroht, zumal ergänzend die vorhandenen Kapazitäten von Erdgasspeichern und die Rolle unterbrechbarer Gaslieferverträge berücksichtigt werden muss. Durch beschlossene und geplante Maßnahmen wie den Bau von weiteren Fernleitungen, LNG-

Importterminals, Gasspeicher-Kapazitäten und andere Maßnahmen kann diese Einschätzung perspektivisch auch für künftige Zeitpunkte gelten.

7 Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung

Das Wichtigste in Kürze

Die Expertenkommission hat ihren Ansatz weiterentwickelt, die Bezahlbarkeit der Energieversorgung unter anderem anhand der gesamtwirtschaftlich aggregierten Letztverbraucher Ausgaben für Energie zu bewerten. Diese Indikatorik lässt Verteilungsaspekte zunächst unbeachtet, weil Verteilungsprobleme grundsätzlich entschärft bzw. einfacher lösbar sind, wenn sich die Letztverbraucher Ausgaben nicht überproportional zum nominalen Bruttoinlandsprodukt (BIP) entwickeln.

Bezogen auf das nominale BIP blieben die Letztverbraucher Ausgaben für Elektrizität im Jahr 2012 weitgehend konstant bei etwa 2,5 %. Wir gelangen nach wie vor zur Einschätzung, dass sich der Anstieg der aggregierten Elektrizitätsausgaben bisher noch nicht so dramatisch zeigt, wie in der Öffentlichkeit oft behauptet. Die im Jahr 2012 um etwa 10 % gestiegenen Gesamtausgaben für Erdgas sind überwiegend abhängig von der internationalen Preisentwicklung und weniger der Energiewende zuzurechnen. Überproportional zum BIP sind im Jahr 2012 die Letztverbraucher Ausgaben für Treibstoffe gestiegen. Für die Letztverbraucher Ausgaben für Wärmedienstleistungen kann noch keine quantitative Aussage getroffen werden.

Neben der Gesamtsumme der Ausgaben für Energie sind zudem Verteilungswirkungen dieser Ausgaben zu beachten. Dies betrifft etwa die Verteilung der Umlage nach dem EEG auf die Stromletztverbraucher und in diesem Zusammenhang die besondere Ausgleichsregelung für die energieintensive Industrie. Ungeachtet der Unsicherheiten über die genaue Höhe und Entwicklung der preissenkenden Wirkungen des Merit-Order-Effekts der erneuerbaren Energien eröffnen die Abschätzungen dazu einen politischen Gestaltungsrahmen, in dem eine dementsprechende Übernahme der EEG-Umlage für alle Verbraucher ohne nachteilige Wirkungen für die Wettbewerbsfähigkeit umsetzbar sein sollte. Verteilungsprobleme auf Haushaltsebene werden im Monitoring-Bericht durch konstruierte Haushaltstypen dargestellt. Aus Sicht der Expertenkommission gibt es allerdings bessere Indikatoren. Es wird ein „High Cost/Low Income“-Ansatz für das Monitoring vorgeschlagen. Danach können derzeit 10 bis 12 % der Haushalte als von Energiearmut gefährdet angesehen werden.

Zur Überprüfung dieser Auswirkungen bedarf es aber einer konsistenten Zeitreihe und weiterer Analysen, um auf Fehlentwicklungen hinweisen zu können. Auch ist zu bedenken, dass diese Problematik nicht allein Folge der Energiewende ist.

7.1 Energiewirtschaftliche Gesamtrechnung

263. Um die Kostenentwicklung der Energieversorgung sowie die mit der Energiewende bedingten Zusatzkosten sachgerecht beurteilen zu können, schlägt die Expertenkommission vor, für die Bereiche Elektrizität, Wärme und Verkehrsenergieträger die jährlich aggregierten Gesamtausgaben der Letztverbraucher in nominalen Geldeinheiten (Mio. Euro) zu erheben. Die Expertenkommission spricht hier von „energiewirtschaftlicher Gesamtrechnung“, in Anlehnung an das eingeführte Konzept der volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung.

264. Die Darstellung der Gesamtkostenentwicklungen sowie der einzelnen Gesamtausgaben-Komponenten liefern aussagekräftige Hinweise zur prinzipiellen Bezahlbarkeit von Energie aus Sicht der Letztverbraucher. Solange die Gesamtausgaben tendenziell proportional zum nominalen Bruttoinlandsprodukt (BIP) oder mit einer geringeren Rate ansteigen, kann die Bezahlbarkeit der Energie insgesamt kaum ernsthaft in Zweifel stehen. Zu einem anderen Urteil würde man bei einem stark überproportionalen Ausgabenanstieg gelangen, weil dies darauf hindeuten würde, dass eine als fair empfundene Verteilung der energiebedingten Ausgabenbelastungen schwieriger wird. Da die Energiewende nicht „zum Nulltarif“ zu haben sein wird, wäre auch ein gemäßigt überproportionaler Ausgabenanstieg durchaus noch kein Alarmzeichen, allerdings könnten sich auch in diesem Fall schon Verteilungskonflikte zwischen den Letztverbrauchergruppen verschärfen.

265. Die Verteilung der Energiekosten auf einzelne Gruppen ist politisch außerordentlich relevant und beherrscht die Energiekostendebatte, doch gibt es aus wissenschaftlicher Sicht keine objektiven Kriterien für eine „gerechte“ Kostenverteilung. Jeder diesbezügliche Vorschlag beruht praktisch immer auf Einzelinteressen. Nicht angefallene Energiekosten müssen jedoch nicht verteilt werden. Daher ist es für die Verteilungsdebatte hilfreich, wenn nicht sogar notwendig, zunächst die Gesamtsumme aller energiebedingten Letztverbrau-

cherausgaben zu kennen. Dies motiviert dazu, die Wirtschaftlichkeit und Bezahlbarkeit der Energieversorgung immer auch an Hand der jährlich aggregierten Letztverbraucherausgaben für Elektrizität, Wärme und Verkehr zu beurteilen.

266. Wenn auch für die wichtigsten Handelspartner Deutschlands energiewirtschaftliche Gesamtrechnungen vorliegen, lassen sich die Wirkungen der deutschen Energiepolitik auf die internationale Wettbewerbsfähigkeit sachgerecht beurteilen. Eine Energiekostenbeurteilung auf Basis von Energiepreisen für einzelne Verbrauchergruppen ist demgegenüber wenig aussagefähig, weil die individuellen Preise auch im Ausland sehr breit streuen können und durch alle möglichen strukturwirtschaftlichen und politischen Effekte verzerrt sind. Leider gibt es derzeit noch keine umfassenden internationalen Ausgabenstatistiken.⁴⁶

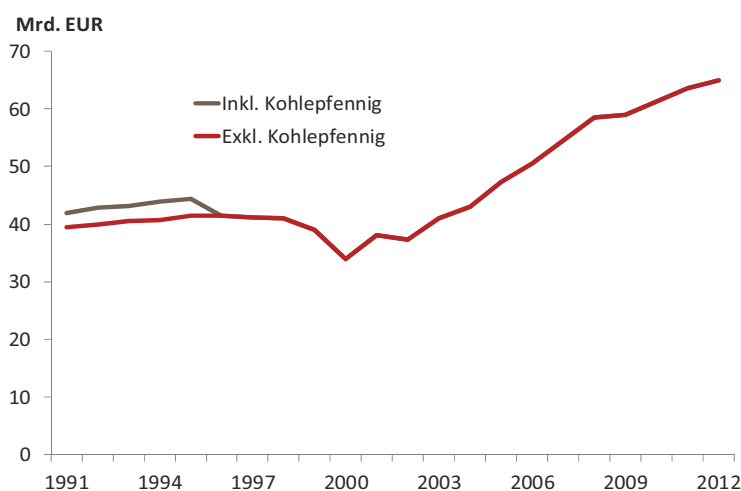
Aggregierte Letztverbraucherausgaben der Elektrizitätsversorgung

267. Im letzten Monitoring-Bericht hat die Expertenkommission erstmals einen Vorschlag für den Bereich der aggregierten Elektrizitätskosten vorgelegt (Ziffern 196 bis 208). Der letzte Bericht litt unter noch bestehenden Datenlücken, die inzwischen teilweise geschlossen werden konnten. Die wichtigste noch offene Frage betrifft die Berechnung der Rohmargen für Marketing und Vertrieb. Die aggregierten Daten des Statistischen Bundesamtes führen zu geringeren Letztverbraucherausgaben als Hochrechnungen von aus anderen Quellen stammenden Daten für den Elektrizitätsverbrauch (Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen) multipliziert mit den Großhandelspreisen (EEX), den Netzentgelten (Bundesnetzagentur) sowie den Abgaben, Umlagen und Stromsteuern. Demnach wären die Rohmargen für Handel, Vertrieb und Marketing negativ. Das aber erscheint unplausibel. Selbst durch mehrmaliges Nachfragen mit den entsprechenden Datenlieferanten konnten die Diskrepanzen nicht aufgeklärt werden. Der Bundesregierung wird empfohlen, diesem Problem weiter nachzugehen.

⁴⁶ Ausnahme für die USA www.eia.gov/electricity/data.cfm#sales

268. Ausgangspunkt für den aktuellen Bericht sind die vom Statistischen Bundesamt jährlich ermittelten Gesamterlöse aus dem Absatz von Elektrizität an Letztverbraucher.⁴⁷ Diese Erlöse beinhalten neben den Arbeits- sowie Leistungs- und Verrechnungsentgelten auch Netznutzungsentgelte sowie Steuern und Abgaben (Stromsteuern, Konzessionsabgaben, EEG-Umlage etc.), aber nicht die Umsatzsteuer⁴⁸. Ebenfalls nicht enthalten sind die Ausgaben für die Eigenerzeugung von Elektrizität in Industrie- und Blockheizkraftwerken. Im letztjährigen Bericht fehlten die Ausgaben für den bis zum Jahr 1995 erhobenen „Kohlepfennig“, die jetzt mitberücksichtigt sind.

Abb. 7-1: Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Elektrizität



Quelle: Eigene Darstellung; Erlöse aus dem Stromabsatz gemäß Destatis [2013b] abzüglich Steuer-
vergünstigungen aus nachträglichen Entlastungsverfahren (§10 und ab dem Jahr 2011 §9 StromStG)
gemäß BMF [2013a], für die Jahre 1991 bis 1995 zzgl. der Ausgleichsabgabe nach § 8 des Dritten
Verstromungsgesetzes (sog. Kohlepfennig) gemäß Storchmann [2005].

⁴⁷ Die tatsächlichen Endverbraucherausgaben liegen vermutlich wie zuvor ausgeführt über diesen Angaben. Entsprechend werden die gesamten Letztverbraucherausgaben für Elektrizität in Tab. 7-1 und den folgenden Abbildungen unterschätzt, und zwar selbst unter Berücksichtigung der Tatsache, dass die Kosten der selbst erzeugten Elektrizität hier nicht erfasst sind.

⁴⁸ 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, 2013a] dokumentiert und wurde von den Erlösangaben des Statistischen Bundesamtes abgezogen.

269. Aus Abb. 7-1 sind die aggregierten Letztverbraucherausgaben der Jahre 1991 bis 2012 zu entnehmen. Es ist ein deutlicher Rückgang der aggregierten Letztverbraucherausgaben in den ersten Jahren nach der Strommarkt-Liberalisierung 1998 zu erkennen, trotz der in dieser Periode neu eingeführten Stromsteuer von jährlich bis zu 7 Mrd. Euro. Seit dem Jahr 2003 steigen die Endverbraucherausgaben wieder an, wobei dies insbesondere auf steigende Weltmarktpreise für Kohle und Erdgas, die Einpreisung der CO₂-Emissionszertifikate sowie auf die Umlagen für EEG, KWK-G etc. zurückzuführen ist.

270. Tab. 7-1 zeigt die Letztverbraucherausgaben der Jahre 2010 bis 2012 aufgeschlüsselt nach drei Hauptkomponenten. Während die Ausgabenanteile für staatlich induzierte Elemente (Steuern, Abgaben und Umlagen) sowie die staatlich regulierten Netzentgelte in diesem Zeitraum gestiegen sind, ist der Anteil für marktgetriebene Elemente gesunken.

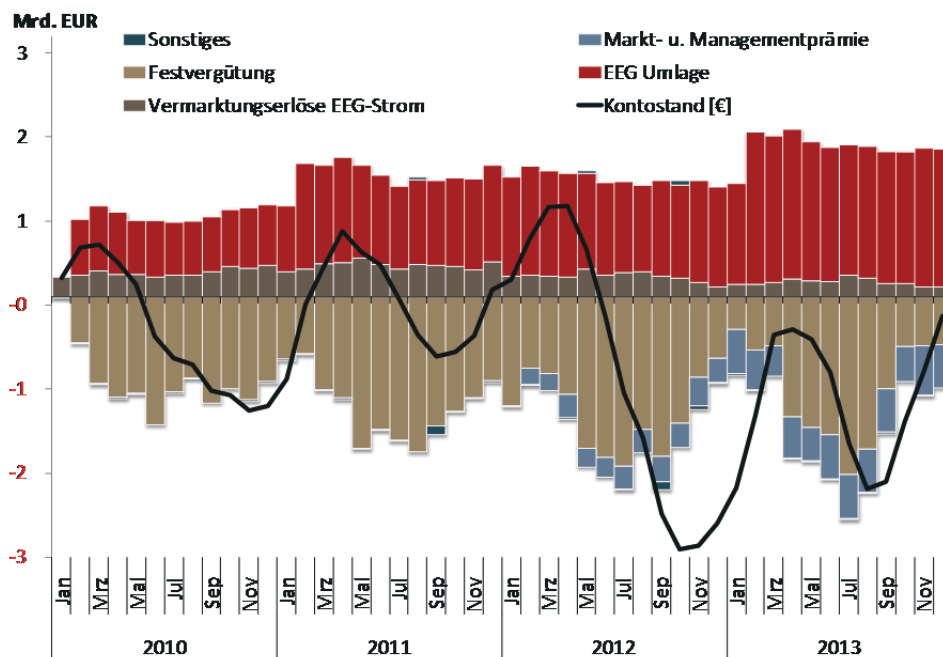
Tab. 7-1: Struktur der Letztverbraucherausgaben für Elektrizität

	2010	2011	2012	Veränderung 2011/12 [%]
	[Mrd. Euro]			
Gesamtausgaben [1]	61,3	63,6	65,0	2,2
Staatlich induzierte Elemente	17,2	23,0	23,3	1,4
Davon				
Stromsteuern [2]	6,4	7,2	7,0	-3,2
Konzessionsabgaben [3]	2,1	2,2	2,1	-5,8
EEG-Umlage (EEG-Differenzkosten) [4]	8,3	13,4	14,0	4,7
KWK-G [5]	0,4	0,2	0,3	29,2
Staatlich regulierte Elemente	16,9	17,6	19,0	8,1
Davon				
Netzentgelte Übertragungsnetz [6]	2,2	2,2	2,6	18,3
Netzentgelte Verteilnetz [6]	14,7	15,4	16,4	6,6
Marktgetriebene Elemente	27,2	23,0	22,7	-1,4
Davon				
Marktwert EEG-Strom [7]	3,5	4,4	4,8	8,9
Erzeugung und Vertrieb [8]	23,7	18,6	17,9	-3,9

Quelle: Eigene Berechnungen; [1] Destatis [2013b] abzüglich Steuervergünstigungen aus nachträglichen Entlastungsverfahren gemäß BMF [2013a], [2] Destatis [2013d], [3] Schätzung auf Basis Destatis [2012b, 2012c], [4] BMU [2012c], [5] ÜNB [2012b], [6] BNetzA [2012b], [7] ÜNB [2011], [8] Residuum

271. Im Bereich der staatlich induzierten Elemente sticht die EEG-Umlage heraus. Mit dieser Umlage werden die Differenzkosten zwischen der Einspeisevergütung und dem Marktwert der geförderten Anlagen finanziert. Diese Differenz stieg von 8,3 Mrd. Euro im Jahr 2010 auf knapp 14 Mrd. Euro im Jahr 2012. Es sei angemerkt, dass die EEG-Umlage die tatsächlichen (Differenz-) Kosten des Ausbaus der EE nicht periodengerecht widerspiegelt. Die Umlage wird jeweils zum 15. Oktober für das Folgejahr festgelegt und ist damit zwangsläufig mit Prognosefehlern behaftet. Zur Veranschaulichung zeigt Abb. 7-2 den monatlichen Verlauf der Einnahmen, der Ausgaben und den Saldo des EEG-Umlagekontos für die Jahre 2010 bis Dezember 2013. Für die Bestimmung der EEG-Umlage des Folgejahres ist der Kontostand zum 30. September maßgeblich. Er fließt als Nachholbetrag in die Festlegung der Umlage für das Folgejahr ein. Der EEG-Kontostand erreichte zum 30. September 2012 mit -2,6 Mrd. Euro ein Rekorddefizit. Hätte man dieses Defizit bei den Letztverbraucherausgaben in Tab. 7-1 berücksichtigt, würden für 2012 eine um rund 2 Mrd. höhere EEG-Umlage und entsprechend höhere Letztverbraucherausgaben resultieren.

Abb. 7-2: Monatlicher Verlauf des EEG-Kontos 2010 bis November 2013



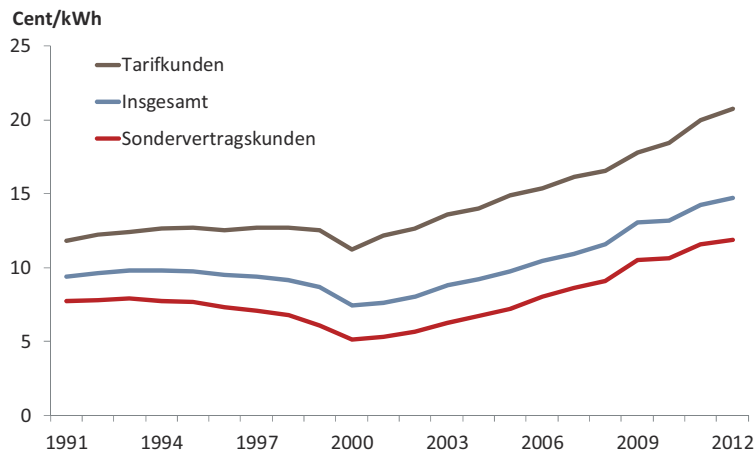
Quelle: ÜNB [2014]

272. Neben einer perspektivisch steigenden EEG-Umlage werden in den kommenden Jahren noch weitere Umlagen den staatlich induzierten Anteil der Letztverbraucherausgaben erhöhen. Für die KWK-Umlage erwarten die ÜNB im Jahr 2014 Umlagezahlungen in Höhe von knapp 500 Mio. Euro, wobei anzumerken ist, dass die maximale jährliche KWK-Fördersumme auf 750 Mio. Euro gedeckelt ist. Seit dem Jahr 2013 wird eine Offshore-Umlage erhoben, und im Jahr 2014 wird die Umlage für abschaltbare Lasten von maximal rund 100 Mio. Euro⁴⁹ nach § 18 AbLaV hinzukommen. Die Umlage nach § 19 Abs. 2 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) stellt eine reine Umverteilung dar und erhöht die aggregierten Letztverbraucherausgaben nicht. Im Bereich der staatlich regulierten Netzentgelte ist seit dem Jahr 2010 ein Wiederanstieg zu verzeichnen. Die Übertragungsnetzentgelte stiegen im Jahr 2012 um 18 %, die Verteilnetzentgelte um 6 %.

273. Der Tab. 7-1 zufolge wird die Bedeutung der marktgetriebenen Elemente stetig kleiner. Der durchschnittliche Marktwert des EEG-Stroms lag im Jahr 2010 noch bei 4,3 ct/kWh, stieg im Jahr 2011 kurzzeitig auf 4,9 ct/kWh und fiel im Jahr 2012 auf 4,1 ct/kWh. Nach derzeitigem Marktdesign führt die Verdrängung der konventionellen Stromerzeugung durch den EEG-Strom zusammen mit dem dadurch induzierten Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien dazu, dass Mittel- und Spitzenlastkraftwerke immer weniger betriebswirtschaftlich rentabel zu betreiben sind. Dies gilt insbesondere für Gaskraftwerke, aber auch die Betreiber von Kohle- und Kernkraftwerken sind zu Milliardenabschreibungen gezwungen. Auch wegen der fehlenden wirtschaftlichen Anreize für Investitionen in neue Kraftwerke ist davon auszugehen, dass die Strompreise durch marktendogene Entwicklungen oder durch weitere Subventionstatbestände steigen werden.

⁴⁹ AbLaV: $2.500 \text{ Euro/MW/Monat} = 30 \text{ Mio. Euro/GW/a} * 3 = 90 \text{ Mio. Euro/GW/a} + 1,15 * 90 \text{ Mio. (relative Arbeitspreis und IT-Overhead aus 2013)} \approx 103 \text{ Mio. Euro.}$

**Abb. 7-3: Entwicklung der Durchschnittserlöse des Elektrizitätsabsatzes
1991 bis 2012**



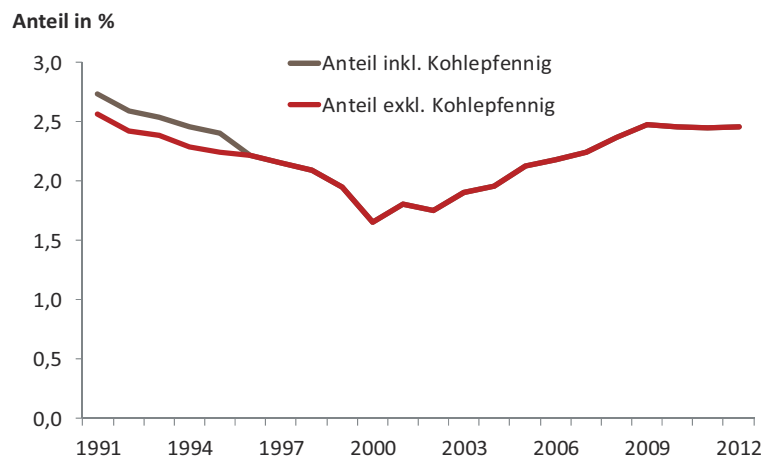
Quelle: Destatis [2013b]

274. Die durchschnittlichen Letztverbraucher-Elektrizitätspreise sind seit dem Jahr 2005 von 9,8 auf 14,7 Euro/kWh, also um 51 % gestiegen (ohne Umsatzsteuer; vgl. Abb. 7-3). Doch gemessen am nominalen Bruttoinlandsprodukt liegen die Elektrizitätsausgaben seit 1990 immer noch deutlich unterhalb der Drei-Prozent-Marke (vgl. Abb. 7-4). Im Jahr 2012 lag der Anteil der Elektrizitätsausgaben in etwa auf dem Vorjahresniveau (2,5 %). Die Expertenkommission begrüßt ausdrücklich, dass die Bundesregierung diesen Ansatz in ihrem aktuellen Monitoring-Bericht aufgegriffen hat.

275. Angesichts dieser Entwicklungen gelangt die Expertenkommission weiterhin zur Einschätzung, dass sich der Anstieg der aggregierten Elektrizitätsausgaben bisher noch nicht so dramatisch zeigt wie in der Öffentlichkeit oft dargestellt. Diese Aussage bezieht sich allerdings auf die Vergangenheit bis 2012. Die Strompreisentwicklung im Jahr 2013, die in Aussicht gestellten Projekte für den EE-Ausbau, insbesondere im Offshore-Bereich, der dringend notwendige Ausbau von Netzen zur Offshore-Anbindung sowie bei den Übertragungs- und Verteilnetzen, die Finanzierung neuer Backup-Kraftwerke und Speicher könnte für die kommenden Jahre eine fortgesetzte Kostendynamik induzieren. Dass die Umsetzung der Energiewende nicht zum Nulltarif zu haben sein wird, wird inzwischen in der Öffentlichkeit breit akzeptiert. Dies darf für die nachhaltige Akzeptanz der Energiewende positiv vermerkt werden. Der

aktuelle Monitoring-Bericht weist mehrfach darauf hin, dass die Letztverbraucher­ausgaben für Elektrizität gleichwohl in einem gewissen Rahmen bleiben müssen. Auch wenn hier keine quantitative Aussage erfolgt, kann die Expertenkommission dies nur eindringlich unterstützen.

Abb. 7-4: Anteil der Letztverbraucher­ausgaben für Elektrizität am Bruttoin­landsprodukt

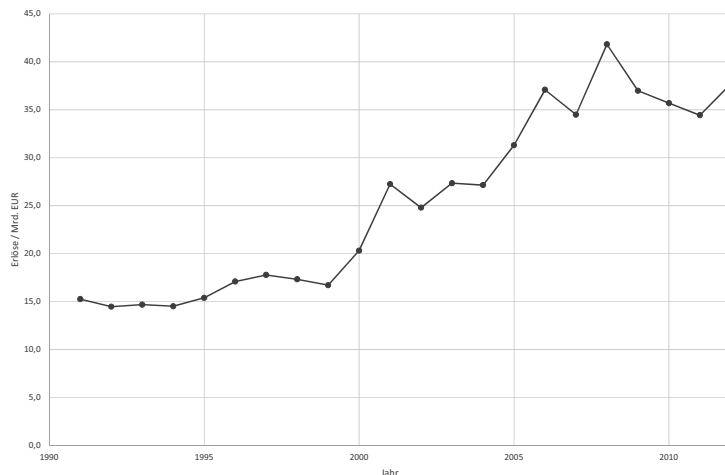


Quelle: Destatis [2013b, 2013e]; Storchmann [2005]

Aggregierte Letztverbraucher­ausgaben der Erdgasversorgung

276. Analog zur Elektrizitätsversorgung kann man aus den Daten des Statistischen Bundesamts auch die jährlichen Gesamterlöse aus dem Gasabsatz an Letztverbraucher entnehmen. Diese Ausgaben beinhalten die Kosten für den Erdgasbezug, den Vertrieb, die Netznutzungsentgelte und die Erdgassteuer, nicht aber die Umsatzsteuer. Leider stimmen die vom Statistischen Bundesamt veröffentlichten Gasverbrauchsmengen nicht mit anderen Datenquellen überein. Der Bundesregierung wird empfohlen, auch diesen Dateninkonsistenzen nachzugehen.

277. Aus Abb. 7-5 wird deutlich, wie stark die Letztverbraucher­ausgaben für Erdgas im vergangenen Jahrzehnt angestiegen sind. Die Daten des Statistischen Bundesamts lassen aber auch erkennen, dass die Endverbraucher­ausgaben nach 2008 deutlich gesunken sind.

Abb. 7-5: Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Gas

Quelle: Eigene Darstellung; Erlöse aus dem Gasabsatz gemäß Destatis [2012d]

278. Bei Erdgas hängen die Letztverbraucherausgaben in hohem Maße von der internationalen Gaspreisentwicklung und der damit verbundenen Beschaffungsausgaben ab (vgl. vorletzte Zeile in Tab. 7-2). Anders als bei Elektrizität spielen die staatlich induzierten und regulierten Preiskomponenten eine geringe Rolle. Die im Jahr 2012 um etwa 10 % gestiegenen Gesamtausgaben für Gas sind entsprechend auch nicht der Energiewende zuzurechnen. Im Gegenteil: Durch den Ersatz der Erdgasverwendung durch regenerative Energien und Effizienzmaßnahmen ist die aggregierte Kostenbelastung für den Erdgasbezug seit 2008 bereits sehr stark gesunken. Die aggregierten Ausgaben für die Netznutzungsentgelte sind zwar gestiegen, doch angesichts eines Ausgabenanteils von 13 % fallen sie nicht wirklich ins Gewicht.

Tab. 7-2: Struktur der Letztverbraucherausgaben für Erdgas

	2011 [Mrd. Euro]	2012	Veränderung [%]	Anteil 2012 [%]
Gesamtausgaben [1]	34,4	37,7	9,6 %	100,0 %
Staatlich induzierte Elemente	3,3	2,9	-12,1 %	7,7 %
Davon				
Energiesteuer [2]	3,1	2,7	-12,9 %	7,2 %
Konzessionsabgaben	0,2	0,2	0,0 %	0,5 %
Staatlich regulierte Elemente [4]	4,3	4,9	14,0 %	13,0 %
Davon				
Netzentgelte Fernleitungsnetz	1,8	2,0	11,1 %	5,3 %
Netzentgelte Verteilnetz	2,5	2,9	16,0 %	7,7 %
Marktgetriebene Elemente	26,8	29,9	11,6 %	79,3 %
Davon				
Beschaffung [5]	22,4	26,3	17,4 %	69,8 %
Vertrieb [6]	4,4	3,6	-18,2 %	9,5 %

Quelle: Eigene Berechnungen, [1] Destatis [2013f], [2] BMF [2013b], [3] Schätzungen auf Basis von Destatis [2010], [4] BNetzA [2013j], [5] BAFA [2013], [6] Residuum

Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen

279. Auch für die Wärmeversorgung möchte die Expertenkommission künftig aggregierte Letztverbraucherausgaben ermitteln. In diesem Bereich gibt es sowohl methodische Besonderheiten wie auch erhebliche Datenunsicherheiten. Deshalb sieht die Expertenkommission zum jetzigen Zeitpunkt davon ab, Zahlen zu veröffentlichen. Mit den folgenden Ausführungen werden die vorhandenen Probleme in Einzelnen angesprochen und Lösungskonzepte vorgeschlagen.

280. Zunächst gibt es ein Zuordnungsproblem. Relativ einfach ist es beim Endverbrauch von Heizöl, Kohlen, Fernwärme und Biomasse, die praktisch ausschließlich in den Wärmemarkt fließen. Demgegenüber wird Gas nicht nur im Wärmemarkt eingesetzt, sondern auch für die Elektrizitätserzeugung. Folglich kann nur ein Teil der Letztverbraucherausgaben für Gas dem Wärmemarkt zugeordnet werden. Umgekehrt wird Elektrizität im Wärmemarkt eingesetzt,

insbesondere zum Betrieb von elektrischen Wärmepumpen sowie elektrischer Nachtspeicherheizungen.⁵⁰ Wegen fehlender Preisangaben lassen sich die entsprechenden Letztverbraucherausgaben derzeit nicht belastbar quantifizieren. Solange keine genaueren Daten verfügbar sind, kann man diese Ausgaben bei den aggregierten Elektrizitätskosten belassen und nicht den aggregierten Wärmekosten zurechnen. Bei einer solchen Zurechnung müssten die aggregierten Elektrizitätskosten entsprechend vermindert werden, damit es nicht zu Doppelzählungen kommt.

281. Die Erlöse des Stromabsatzes bilden (bis auf die Eigenerzeugung) die Kosten des gesamten Stromsystems weitgehend vollständig ab, von fixen und variablen Kosten der Erzeugung bis zu den Kosten der Übertragung und Verteilung. Im Wärmemarkt spielen demgegenüber nicht nur die Kosten des Energiebezugs eine Rolle, sondern darüber hinaus auch die Mehrkosten innovativer Heizungssysteme, deren Anschaffungsinvestitionen oftmals deutlich höher sind als die Investitionskosten für „normale“ Heizungssysteme. Angesichts der anspruchsvollen Energieeffizienzziele werden die Wärmekosten perspektivisch sinken, sofern die Differenzinvestitionen nicht berücksichtigt werden. Eine sachgerechte Beurteilung ist jedoch nur auf Basis der Kosten der Energiedienstleistung „Wärme“ möglich, die neben den Energiekosten selbst auch von den Differenzinvestitionen in Heizungssysteme, Wärmedämmung und andere haustechnische Einrichtungen (z.B. künstliche Belüftung) – bzw. der Annuität dieser Differenzinvestitionen – abhängen.

282. Zur Quantifizierung der Differenzinvestitionen bedarf es einer Vorstellung über die gewöhnlichen Kosten konventioneller Wärmesysteme. Die Expertenkommission empfiehlt hier die Investitions- und Wartungskosten von Brennwert-Thermen auf Basis von Erdgas oder Heizöl (sofern keine Gasversorgung am Grundstück anliegt) als Referenz anzunehmen und diese nicht den energiewirtschaftlichen Wärmekosten zuzuordnen, sondern den Gebäudekosten. Es verbleiben die Investitionsmehrkosten von regenerativen Wärmeversorgungssystemen. Diese werden entsprechend der jeweils erwarteten wirt-

⁵⁰ Nach aktuellen Angaben des Bundesverbands Wärmepumpe e.V. sind Ende 2012 in Deutschland etwa 550.000 elektrische Wärmepumpen installiert. Die deutsche Umwelthilfe schätzt den aktuellen Bestand an Nachtspeicherheizungen auf 1,6 Mio., die zusammen pro Jahr 10 bis 15 TWh Elektrizität benötigen.

schaftlichen Lebensdauer der Anlagen annualisiert und stellen neben den ggf. anfallenden Ausgaben für erneuerbare Brennstoffe die gesuchten Letztverbraucherenausgaben des Jahres 2012 für erneuerbare Wärme dar. Im Detail bedeutet dies:

- Biogas: Hier werden nur die Ausgaben für Biogas angesetzt, weil die Endverbraucher normalerweise keine Mehrkosten für Investitionen und Wartungen tragen müssen
- Holzpellets: Hier werden neben den Brennstoffkosten (Jahresausgaben für Holzpellets) auch die annualisierten Mehrausgaben für den Wärmeerzeuger den Wärmekosten zugeordnet
- Andere Biomasse: Hier werden wieder nur die Ausgaben für die Brennstoffe betrachtet
- Wärmepumpe: Wenn die Ausgaben für Strom den aggregierten Elektrizitätskosten zugeordnet werden, zählen nur die annualisierten Mehrausgaben der Heizgeräte zu den aggregierten Wärmekosten
- Solarthermie: Da praktisch immer auch ein konventionelles Heizsystem notwendig ist, sind die gesamten Solarthermie-Investitionsausgaben in annualisierter Form den jährlichen Wärmeausgaben zuzuordnen

283. Die entsprechenden Wärmebereitstellungskosten liegen in einer großen Bandbreite. Mit den Wärmebereitstellungskosten sind dann die zur Wärmeversorgung bereitgestellten erneuerbaren Energien zu multiplizieren. Angesichts der zukünftig steigenden Wärmebeiträge aus erneuerbaren Energien wäre es wünschenswert, aus besseren statistischen Grunddaten künftig genauere Kostenrechnungen ableiten zu können.

284. Ein weiterer Aspekt betrifft die Behandlung der Kraft-Wärme-Kopplung. Während die Investitions- und Wartungskosten sowie der größte Teil der laufenden Ausgaben den aggregierten Endverbraucherenausgaben für Elektrizität zugeordnet werden,⁵¹ muss ein Teil der Brennstoffkosten im Wärmebereich verbucht werden. Für die Aufteilung der Brennstoffkosten zwi-

⁵¹ Die aggregierten Mehrausgaben gegenüber konventioneller Elektrizität sind explizit in der KWK-Umlage enthalten.

schen Elektrizität und Wärme empfiehlt die Expertenkommission, auf die als besonders ausgewogen geltende finnische Methode zurückzugreifen.⁵²

285. Eine weitere methodische Herausforderung besteht in der Behandlung der Investitionskosten für Gebäudesanierungsmaßnahmen. Wenn die damit verbundenen Annuitäten nicht berücksichtigt werden, würden die tatsächlichen Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen unterschätzt. Erneut tauchen Abgrenzungsprobleme zwischen Gebäudekosten und energiebedingten Energiekosten auf, da bei energetischen Gebäudesanierungen häufig auch marode Fenster und Türen ersetzt, die sanitären Anlagen etc. erneuert und ein schadhafter Fassadenputz wiederhergestellt werden. Analog müssen bei Neubaumaßnahmen ebenfalls nur die energiebedingten Mehrkosten gegenüber einem noch zu definierenden Energiestandard berücksichtigt werden.

286. Der aktuelle Monitoring-Bericht der Bundesregierung beziffert die energetischen Sanierungsinvestitionen im Gebäudebestand auf mehr als 50 Mrd. Euro im Jahr 2012, wobei für den Neubaubereich keine Mehrkosten für den gesetzlich geforderten Energiestandard ausgewiesen werden (Kapitel 9.1). Vor dem Hintergrund der abgeschätzten aggregierten Wärmebezugskosten von größenordnungsmäßig 70 Mrd. Euro ergeben sich Unterschiede hinsichtlich der Abdeckung der relevanten Kostenabgrenzung.

287. Zu erheblich geringeren Investitionsvolumina gelangt man auf Basis von Veröffentlichungen des Fachverbands Wärmedämm-Verbundsysteme. Seit 1975 wurden insgesamt 840 Mio. m² Wärmedämm-Verbundsystem (WDVS) in Neubau und für die Sanierung verlegt, wobei jährlich etwa 40 Mio. m² hinzukommen [WDVS, 2014]. Für die Mehrkosten der Fassadendämmung inkl. Handwerkerkosten werden 50 bis 150 Euro/m² angegeben [DuS, 2014]. Demnach beläuft sich das jährliche WDVS-Ausgabenvolumen derzeit auf 2 bis 6 Mrd. Euro. Vor diesem Hintergrund wirkt die Einschätzung des Monitoring-

⁵² Ausgangspunkt ist die mit KWK-Anlagen erzielte Primärenergieeinsparung, für deren Berechnung die EU-Richtlinien 2004/8/EG (KWK) und 2012/27/EG (Energieeffizienz) herangezogen werden können. Die ebenfalls notwendigen Referenz-Wirkungsgrade lassen sich entsprechend dem Durchführungsbeschluss 2011/877/EU der EU-Energieeffizienz-Richtlinie berechnen. Siehe auch [Mauch et al., 2010].

Berichts deutlich überhöht, selbst wenn andere Sanierungsmaßnahmen wie beispielsweise Zusatzkosten von Wärmedämmfenstern oder dem Einbau einer künstlichen Belüftung mit Wärmerückgewinnung zusätzlich berücksichtigt werden müssen.

288. Eine andere Datenquelle sind die jährlichen Monitoring-Berichte der KfW-Programme „Energieeffizient Sanieren“ und „Energieeffizient Bauen“ [IWU und BEI, 2012, 2011; IWU/IFAM, 2013]. Aus ihnen geht hervor, dass sich die jährlichen Sanierungsinvestitionen seit 2006 von brutto 10 Mrd. Euro auf rund 20 Mrd. Euro verdoppelt haben. Zusätzlich liefern die IWU-Berichte Angaben zu den dadurch eingesparten jährlichen Endenergiemengen. Demnach müssen zwischen 0,20 und 0,30 Euro pro eingesparte kWh Endenergie aufgewendet werden, wenn eine 30-jährige Nutzungsdauer der Effizienzmaßnahmen unterstellt wird. Wenn man abschätzen könnte, wie viele Energieeinheiten in einem Kalenderjahr durch Effizienzinvestitionen früherer Jahre eingespart werden, könnte daraus die Annuität von energetischen Sanierungskosten ermittelt werden. Auch unter einer solchen Berechnung erscheinen die im Monitoring-Bericht der Bundesregierung ausgewiesenen energetischen Sanierungsinvestitionen als erkennbar überhöht.

289. Angesichts dieser doch recht heterogenen Datenquellen ist eine belastbare Quantifizierung der aggregierten Mehrausgaben für Energieeffizienz noch nicht in Sicht. Im Rahmen des Energiewende-Monitorings erscheint es deshalb erforderlich eine geeignete Erhebungssystematik zu entwickeln und auf dieser Basis Daten zu erheben, um zu einer plausiblen Abschätzung der jährlich aggregierten Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen zu gelangen.

Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Verkehrsenergieträger (ohne Elektrizität)

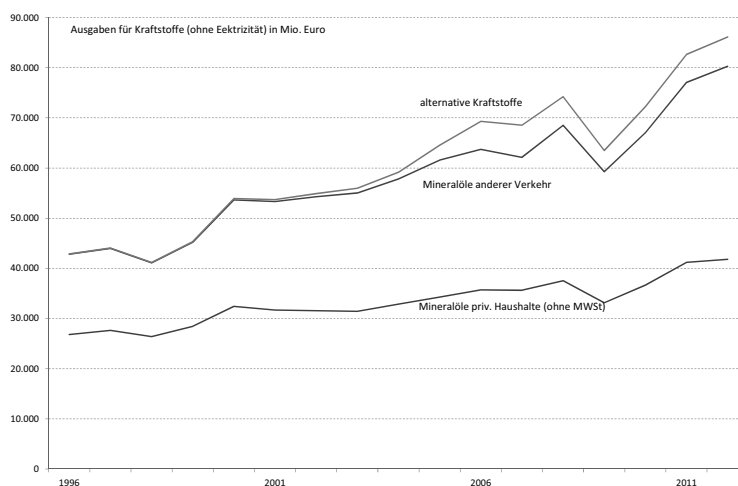
290. Analog zum Strommarkt lassen sich die aggregierten Letztverbraucherausgaben für Verkehrsenergieträger berechnen. Wegen Problemen bei der Abgrenzung der Daten⁵³ werden hierbei erneut die Ausgaben für Elektrizität

⁵³ Die im Verkehrsbereich eingesetzte Elektrizität ist zwar aus den Energiebilanzen bekannt, nicht aber die von den Verkehrsunternehmen bezahlten Strompreise.

ausgeklammert – sie sind unter den Letztverbraucherausgaben für Elektrizität erfasst.

291. Während die Ausgaben für das "normale" Fahrzeug (inkl. Wartung, Versicherung, Fahrzeugsteuern, ...) nicht den aggregierten Ausgaben für Energie zugeordnet werden, müsste dies für die Investitionsmehrkosten eines Elektroantriebs (Batterie- und Hybridfahrzeuge, Brennstoffzellenfahrzeuge) der Fall sein. Derzeit fallen diese Ausgaben allerdings noch nicht ins Gewicht. Die Investitionsmehrkosten von Diesel- gegenüber Benzin-Pkw werden nicht berücksichtigt, weil die Mehrausgaben aus Sicht der Fahrzeughalter wirtschaftlich begründet sind. Analoges gilt für Gasfahrzeuge.

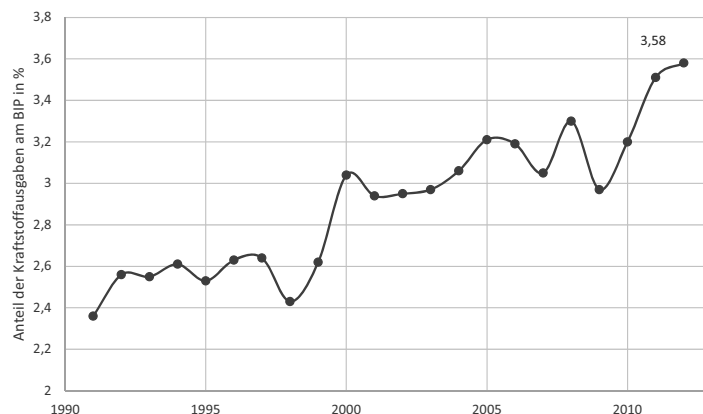
Abb. 7-6: Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Verkehrsenergieträger



Quelle: Eigene Berechnungen

292. Abb. 7-6 zeigt die Entwicklung der aggregierten Letztverbraucherausgaben für Verkehrsenergieträger. Sie werden von den Ausgaben für mineralische Treibstoffe dominiert. Die Ausgaben für gasförmige Treibstoffe sind noch vernachlässigbar. Demgegenüber fällt der wachsende Anteil von biogenen Kraftstoffen ins Gewicht. Es ist ein nahezu ungebremster Anstieg erkennbar, nur unterbrochen im Rezessionsjahr 2009 mit einem kräftigen Einbruch des Güterverkehrs. Insgesamt haben sich die Letztverbraucherausgaben zwischen 1996 und 2012 auf rund 86 Mrd. Euro verdoppelt. Selbst im Jahr 2012 zeichnet sich noch kein Trendbruch ab. Dies schlägt sich auch in deutlich steigenden Ausgabenanteilen am Bruttoinlandsprodukt nieder (Abb. 7-7).

Abb. 7-7: Anteil der Letztverbraucherausgaben für Verkehrsenergieträger am BIP



Quelle: Eigene Berechnungen

Tab. 7-3: Gesamtwirtschaftliche Kosten Verkehr

	Mrd. Euro 2011	Mrd. Euro 2012	Veränderung	Anteil 2012
Superbenzin	29,262	29,180	-0,3 %	34,0 %
Dieselmotorkraftstoff	44,828	47,888	6,8 %	55,7 %
Flüssiggas (dvfg)	2,967	3,214	8,3 %	3,7 %
Erdgas-Ausgaben	2	2	1,9 %	0,0 %
Ausgaben für Erneuerbare	5,795	5,655	-2,4 %	6,6 %
Kraftstoffe, ohne Elektrizität	82,855	85,939	3,7 %	100,0 %

Quelle: Eigene Berechnungen

Ausblick

293. Die Berechnungen der aggregierten Letztverbraucherausgaben leiden derzeit noch unter teilweise fehlenden oder unpräzisen statistischen Daten. Besondere Probleme sieht die Expertenkommission in folgenden Bereichen:

Elektrizität:

- Bruttomargen von Stromhandel und Vertrieb
- Menge der eigenerzeugten Elektrizität sowie die damit verbundenen aggregierten Kapital-, Brennstoff- und Betriebskosten
- Referenz-Wirkungsgrade von KWK-Anlagen

Wärme:

- Letztverbraucherausgaben für die zur Wärmeerzeugung eingesetzte Elektrizität (Energienmenge nach AGEb, multipliziert mit den jahresdurchschnittlichen Bezugspreisen)
- Letztverbraucher-Bezug von regenerativen Brennstoffen zur Wärmeerzeugung (Scheitholz, Holzhackschnitzel, Holzpellets, Biogas, Biomethan, ...) sowie die jeweiligen jahresdurchschnittlichen Marktpreise
- Annualisierte Mehrkosten fortschrittlicher Wärmeerzeuger (Holzpellet-Heizung, Wärmepumpe, ...) gegenüber Referenzsystemen (Gas- bzw. Heizöl-Brennwertkessel)
- Gesamtwirtschaftlich aggregierte Mehrkosten für die energetische Gebäudesanierung und andere Effizienzmaßnahmen im Wärmebereich

Verkehr

- Letztverbraucherausgaben für die im Verkehrsbereich eingesetzte Elektrizität (Energienmenge nach AGEb, multipliziert mit den jahresdurchschnittlichen Bezugspreisen)
- Mehrausgaben für Fahrzeuge mit alternativen Antrieben (Brennstoffzellen-Fahrzeuge, Batterie- und Hybridfahrzeuge) gegenüber konventionellen Antrieben
- Mehrkosten von Diesel-Pkw gegenüber vergleichbaren Benzin-Fahrzeugen

Nachrichtlich sollten auch die Jahresausgaben von F&E-Programmen sowie der bereitgestellten öffentlichen Haushaltsmittel im Rahmen von KfW-Programmen und Bundesländer-Programmen erfasst werden, obwohl die Letztverbraucher damit nicht direkt, sondern nur indirekt als Steuerzahler belastet werden.

294. Soweit es gelingt, überzeugende konzeptionelle Lösungen für die oben genannten Berechnungs- und Abgrenzungsprobleme zu entwickeln und die noch recht umfangreichen Datenlücken zu schließen, lässt sich die Qualität der Berechnungen zu den Endverbraucherausgaben steigern. Wegen der Bedeutung dieser Indikatoren zur Beurteilung der Preiswürdigkeit der Energieversorgung regt die Expertenkommission an, diesen Aufgaben in den künftigen Monitoring-Berichten weiter nachzugehen. In ihrer aktuellen Form liegen erste

Hinweise über die Ausgabenentwicklungen und ihre Ursachen vor, die bei entsprechender Weiterentwicklung von Methodik und Datenbasis gegebenenfalls revidiert werden müssen.

7.2 Verteilungswirkungen der Energiewende

295. Neben der Gesamtsumme der Ausgaben für Energie sind zudem Verteilungswirkungen dieser Ausgaben zu beachten. So werden durch Gesetze, Maßnahmen und Ausnahmeregelungen Verteilungseffekte erzeugt. Auch diese können in spezifischen Bereichen zu Problemlagen führen. Beispielhaft analysieren wir im Folgenden die, aus unserer Sicht relevanten, Auswirkungen auf die Industrie durch die Besondere Ausgleichsregelung und die Eigenerzeugung sowie soziale Auswirkungen auf private Haushalte, im Besonderen für einkommensschwache Haushalte.

296. Die Expertenkommission stimmt mit der Bundesregierung überein, dass bei der „Umsetzung der Energiewende mit Nachdruck darauf (geachtet wird), die Kostendynamik zu bremsen“ und „Energie ... insgesamt bezahlbar bleiben (muss)“. Die Expertenkommission vermisst aber Überlegungen, wie mit den Verteilungswirkungen umgegangen werden soll. Hierauf sollte spätestens im Fortschrittsbericht eingegangen werden.

Industrie: Besondere Ausgleichsregelung

297. Die Bundesregierung weist in Kapitel 6 des Monitoring-Berichts 2014 darauf hin, dass der Grundgedanke des EEG vorsieht, alle Stromverbraucher gleichermaßen an den Kosten des Ausbaus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu beteiligen, weshalb die Förderkosten in Form der EEG-Umlage auf den Stromletzverbrauch umgelegt werden. Gleichzeitig ist es politisch gewollt, dass zur Vermeidung von Wettbewerbsverzerrungen für Unternehmen die international agieren, Ausnahmeregelungen für die stromintensive Industrie gelten. Diese sind in der Besonderen Ausgleichsregelung (BesAR) festgelegt (siehe Monitoring-Bericht).

298. Wie im Monitoring-Bericht der Bundesregierung erläutert, steigt die Zahl der begünstigten Unternehmen stetig, wobei die begünstigte Strommenge nicht proportional zur Anzahl der begünstigten Unternehmen steigt, sondern in deutlich geringerem Ausmaß. Das Entlastungsvolumen für alle begünstigten

tigten Unternehmen lag im Jahr 2012 bei rund 2,5 Mrd. Euro. Im Jahr 2013 lag es insbesondere aufgrund der deutlich höheren EEG-Differenzkosten bei rund 4 Mrd. Euro. Die Prognosen für 2014 lassen einen erneuten Anstieg auf mindestens 5,1 Mrd. Euro erwarten. Diese Entlastung der begünstigten Unternehmen bewirkt einen Umverteilungseffekt, da sie jeweils von den nicht begünstigten Stromverbrauchern (private Haushalte, Gewerbe und nicht-privilegierte Industrie) zusätzlich zu tragen ist. Dies erhöhte die EEG-Umlage für die nicht-privilegierten Stromverbraucher um rund 0,6 ct/kWh im Jahr 2012 und um knapp 1,1 ct/kWh im Jahr 2013. Diese Verteilungswirkung würde bei einer vollständigen Abschaffung der BesAR zwar vermutlich geringer ausfallen, es kann aber nicht automatisch von einer vollständigen Entlastung des nicht-privilegierten Stromverbrauchs in der genannten Höhe ausgegangen werden. Denn würde die BesAR abgeschafft, wäre ein deutlich höherer Anreiz zur Eigenerzeugung von Strom einerseits und zur Umsetzung von Effizienzmaßnahmen andererseits gegeben. Während über die Aufhebung der vollständigen Befreiung von der EEG-Umlagepflicht für eigenerzeugten Strom bereits diskutiert wird (vgl. Monitoring-Bericht der Bundesregierung), würde durch Effizienzmaßnahmen der Stromverbrauch als Umlagebasis nachhaltig reduziert. Die Umverteilungsproblematik bliebe somit weiterhin ein Thema.

299. Mögliche Anpassungen der Besonderen Ausgleichsregelung müssen insbesondere unter dem Gesichtspunkt der Konformität mit den Vorgaben der EU erfolgen, denn die Europäische Kommission hat bereits am 18.12.2013 eine eingehende Prüfung der geltenden Regelungen eingeleitet. Dabei wird aktuell untersucht, ob die gewährte Teilbefreiung von der EEG-Umlage mit den EU-Beihilfevorschriften im Einklang steht. Während die Kommission in ihrer Mitteilung das EEG 2012 zwar als Beihilfe einstufte, ihm jedoch die Konformität mit den geltenden EU-Beihilferichtlinien bescheinigte, bestehen diesbezüglich bei der BesAR noch Zweifel. Die abschließende Beurteilung erfolgt nach Abschluss des Prüfverfahrens.

300. Die EU-Kommission wies bereits in ihrer Mitteilung darauf hin, dass eine Befreiung bestimmter Branchen von der EEG-Umlage zulässig sein könnte, wenn anderweitig die Gefahr bestünde, dass durch Unternehmensabwanderung eine Verlagerung der CO₂-Emissionen außerhalb der EU zu befürchten wäre. Voraussichtlich werden jedoch nicht alle bislang im Rahmen der BesAR antragsberechtigten Branchen dieses Kriterium erfüllen, so dass hier Anpas-

sungen erfolgen müssen. Hinzu kommt, dass die im Rahmen der BesAR zur Prüfung der Anträge verwendeten Bemessungsgrößen „abgenommene Strommenge“ und „Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung“ die potenzielle Gefahr der Emissionsverlagerung und die tatsächliche Wettbewerbsgefährdung eines Unternehmens durch eine mögliche Übernahme der EEG-Umlage nur unzureichend erfassen. In diesem Zusammenhang wäre zu prüfen, in welchem Umfang zusätzliche Energiekosten an die Kunden weitergegeben werden können. Nur in dem Maße, in dem dies nicht möglich ist, könnte für diese Branchen bei Überschreitung gewisser Grenzen eine Wettbewerbsgefährdung durch die EEG-Umlage unterstellt werden.

301. Die Anlehnung der zukünftigen Kriterien für eine Begünstigung an die Regelungen des Emissionshandels erscheint ein gangbarer Weg für die Weiterentwicklung der Besonderen Ausgleichsregelung. Dies gilt nicht nur für die Auswahl der begünstigten Branchen sondern auch für die Festlegung der Höhe der zukünftigen Befreiung. So wird die Höhe des maximalen Selbstbehalts neu zu definieren sein. Während aktuell bei der Teilprivilegierung gestaffelt nach der Stromabnahmemenge zwischen 10 % der EEG-Umlage und 0,05 ct/kWh und bei einer Vollprivilegierung für die gesamte Strommenge nur 0,05 ct/kWh zu übernehmen sind, galten bei der erstmaligen Einführung der Besonderen Ausgleichsregelung 2003 10 % der EEG-Umlage als genereller Mindestselbstbehalt. Da die erneuerbare Stromerzeugung den Großhandelsstrompreis dämpft – der sog. Merit-Order-Effekt –, profitieren energieintensive, vollprivilegierte Unternehmen bei ihrer Strombeschaffung zusätzlich. Die Angaben zum Merit-Order-Effekt bewegen sich je nach Studie zwischen 0,5 und 1,0 ct/kWh, wie die Bundesregierung in ihrem Monitoring-Bericht zitiert. Bei allen Unsicherheiten über die genaue Höhe und Entwicklung des preissenkenden Wirkung des Merit-Order-Effekts eröffnen die Abschätzungen – ausgehend von der aktuellen Regelung – einen politischen Gestaltungsrahmen, in dem die entsprechende Übernahme der EEG-Umlage für alle Verbraucher ohne nachteilige Wirkungen für die Wettbewerbsfähigkeit umsetzbar sein sollte. Unabhängig von der Ausgestaltung der zukünftigen Kriterien für die Begünstigung von Unternehmen führt die aktuelle Staffelung mit fixen Schwellenwerten zu Wettbewerbsverzerrungen innerhalb der Branchen und setzt unerwünschte Anreize zu höherem Stromverbrauch. Daher sollten die Schwel-

lenwerte durch eine stetige Ausgestaltung der Entlastungskurve ersetzt werden.

302. Die Möglichkeit der Vermeidung der Übernahme der EEG-Umlage und die daraus resultierenden Umverteilungseffekte sind auch in den Regelungen des EEG zum Eigenverbrauch enthalten. Für in eigenen Anlagen erzeugten Strom, der in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Stromerzeugungsanlage verbraucht wird, ohne das Netz der öffentlichen Versorgung in Anspruch zu nehmen, ist keine EEG-Umlage zu entrichten. Insbesondere die Betreiber von Anlagen zur gekoppelten Erzeugung von Strom und (Prozess-)Wärme in Dampfkraft- oder Blockheizkraftwerken nehmen dieses Privileg in Anspruch. Die Bundesregierung quantifiziert in ihrem Monitoring-Bericht den Eigenverbrauch aller Nutzergruppen auf rund 52 TWh in 2011. Bis 2013 ist er auf rund 56 TWh gestiegen. Diese Eigenstromverbrauchsmengen werden derzeit bei der Ermittlung des umlagerelevanten Stromletzverbrauchs nicht mit einbezogen. Wäre dies der Fall, dann hätte die EEG-Umlage im Jahr 2012 um 0,44 ct/kWh und im Jahr 2013 0,67 ct/kWh niedriger ausfallen können (vorläufige Werte). In der Gesamtsumme entspricht dies einer EEG-Umlagebefreiung von rund 1,7 (2012) bzw. 2,6 Mrd. Euro (2013).

303. Grundsätzlich birgt auch die Eigenerzeugung das Problem sinkender nicht-privilegierter Strommengen, so dass die EEG-Mehrkosten von immer weniger Stromverbrauchern getragen werden müssen. Allerdings wird die Eigenstromerzeugung derzeit weitestgehend für Elektrizität aus Kraft-Wärme-Kopplung in Anspruch genommen. Dies trägt dazu bei, das KWK-Ziel eines Stromerzeugungsanteils von 25 % zu erreichen (vgl. Abschnitt 3.1).

Private Haushalte

304. Bereits seit einiger Zeit wird in der Öffentlichkeit das Thema dauerhaft steigender Energiepreise, insbesondere für Strom, diskutiert. Neben gestiegenen Rohstoffpreisen führen auch die Förderung erneuerbarer Energien und weitere Bestandteile des Strompreises zu Preissteigerungen. Daher wurden zuletzt vermehrt Fragen nach den Verteilungswirkungen der Energiewende laut. Im Zuge der Energiewende sind zahlreiche Verteilungseffekte zu erwarten [Löschel et al., 2012]. Sie wurden im Monitoring-Bericht auch in diesem Jahr durch die Darstellung der Energiekosten konstruierter Haushaltstypen dargestellt. Aus Sicht der Expertenkommission gibt es allerdings bessere Indi-

katoren, die die Verteilungswirkungen verdeutlichen können. Diese werden nachfolgend dargestellt.

305. Der Vierte Armuts- und Reichtumsbericht der Bundesregierung [BMAS, 2013] weist darauf hin, dass knapp 16 % der Haushalte in Deutschland aufgrund geringen Einkommens unter die Armutsrisikoschwelle fallen. Da zur Deckung von Grundbedürfnissen die Verfügbarkeit von Energie (Strom und Wärme; ohne Kraftstoffkosten) erforderlich ist, bestand bereits in den vergangenen Jahren eine relativ hohe Belastung ärmerer Haushalte durch Energiekosten [Neuhoff et al., 2012]. So wenden die ärmsten Haushalte einen gut doppelt so hohen Anteil ihres Einkommens für Strom auf wie wohlhabende Haushalte. Im Durchschnitt entfallen etwa 40 % der Ausgaben für Energie (ohne Kraftstoffe) auf den Bereich Strom und 60 % auf den Bereich Wärme.

306. Der Energiekonsum wird von den Bedürfnissen eines Haushaltes, seiner Größe (z.B. Anzahl der Personen) und weiteren Strukturparametern (z.B. Alter) bestimmt. Das Einkommen hat zwar ebenfalls Einfluss, bestimmt aber nur zu einem geringen Teil die Nachfrage nach Strom und Wärme. Wegen der starken relativen Belastung ärmerer Haushalte durch Energiekosten, der kurzfristig limitierten Möglichkeiten zur Verringerung des Energiekonsums und des geringen Einflusses des Haushaltseinkommens auf den Energiebedarf werden ärmere Haushalte überproportional stark durch Kostensteigerungen belastet. Während Mehrkosten für einen wohlhabenden Haushalt leicht tragbar sein dürften, ist dies für einen ärmeren Haushalt nicht der Fall.

307. Hier setzt der Begriff der Energiearmut an. Ein Haushalt ist von Energiearmut betroffen, wenn durch das Zusammenspiel hoher Ausgaben für Energie und geringem Einkommen eine angemessene Versorgung mit Strom, Wärme oder Warmwasser gefährdet ist oder der Konsum von anderen Gütern unangemessen stark eingeschränkt werden muss. Bei der Analyse von Energiekosten als Armutsrisiko müssen dabei natürlich auch die Gründe für hohe Energieausgaben Beachtung finden. Diese können z.B. durch wenig energieeffiziente Geräte oder schlecht isolierte Wohnungen bedingt sein. Neben den Kosten für Energie spielt zudem das Verhalten bei der Energienutzung eine Rolle. Hier kommt es aber auch zu Interaktionen zwischen Einkommen und Energieverbrauch, etwa wenn moderne, gut isolierte Wohnungen für Mieter mit gerin-

gem Einkommen nicht erschwinglich sind und diese daher in weniger energieeffizienten Gebäuden leben.

308. Zur Definition einer Energiearmutsschwelle liegen zahlreiche Vorschläge vor. Die am häufigsten angeführte Variante ist die im Vereinigten Königreich gängige „zehn-Prozent-Schwelle“. Ein Haushalt gilt demnach als energiearm, wenn er mindestens 10 % seines verfügbaren Einkommens für die angemessene Versorgung mit Strom und Wärme aufwenden müsste. 2011 wurden 15 % der Haushalte in England als energiearm eingestuft, 25 % in Schottland, 29 % in Wales und 42 % in Nordirland [Department of Energy and Climate Change, 2013]. Nach einer alternativen Definition könnte ein Haushalt als energiearm gewertet werden, wenn er einen zweimal so hohen Anteil des Einkommens für Energie aufwenden muss als der Medianhaushalt.

309. Andere Definitionen vermischen Einkommen und Energieausgaben und definieren Haushalte als von Energiearmut gefährdet, wenn sie hohe Ausgaben für Energie aufweisen und nach den Ausgaben für Energie ein verbleibendes Einkommen unterhalb einer gewissen Einkommensschwelle aufweisen. So könnten Einkommensstandards oder Mindesteinkommensgrenzen (Minimum Income Standards, MIS) zur Definition einer Energiearmutsschwelle verwendet werden [Moore, 2012]. In Deutschland könnten dies bspw. die SGBII-Sätze (Grundsicherung für erwerbsfähige Leistungsberechtigte) sein. Bezieher von Leistungen nach dem Zweiten Buch des Sozialgesetzbuches müssen die Kosten für Strom selbst tragen, erhalten jedoch die Kosten für Miete und Heizung, falls diese als angemessen bewertet werden, vom Leistungsträger erstattet. Ein Haushalt könnte als von Energiearmut gefährdet gelten, wenn sein verfügbares Einkommen nach den tatsächlichen Ausgaben für Energie unter einen haushaltsspezifischen SGBII-Satz (nach Abzug einer Stromkostenpauschale) fällt. Dieser Ansatz hätte insbesondere den Vorteil, dass er Haushalte identifizieren würde, die nach den Ausgaben für Energie starke Anreize hätten, ihr Arbeitsangebot zu verringern. Die Verringerung des Arbeitsangebots wäre dabei eine Folge geringen Einkommens bei gleichzeitig hohen Ausgaben für Energie, die gemeinsam kein angemessenes Auskommen ermöglichen. Energiearmut könnte sich dann zu Lasten der Sozialsysteme auswirken und könnte zudem langfristig negative Folgen im Sinne einer „verschobenen Energiearmut“ haben, z.B. mit Blick auf zu geringe Altersvorsorge.

310. Ein weiterer Ansatz, der sich direkt am Einkommen orientiert, wurde zur Reform der Messung von Energiearmut im Vereinigten Königreich vorgeschlagen [Hills, 2012]. Der sogenannte „High Cost/Low Income“ (HCLI) Ansatz zieht überdurchschnittlich hohe Energiekosten und geringes Einkommen als Grundlage zur Messung von Energiearmut heran. Ein Haushalt wird dabei als von Energiearmut gefährdet definiert, wenn er Ausgaben für Energie über den Medianausgaben der Grundgesamtheit aufweist und das verfügbare Äquivalenzeinkommen des Haushalts nach Energieausgaben zudem unterhalb der offiziellen Armutsgrenze liegt. Die erstmalige Anwendung des High Cost/Low Income-Maßes im Vereinigten Königreich identifizierte etwa 12 % der Haushalte im Land als von Energiearmut betroffen [Department of Energy and Climate Change, 2013].

311. Tab. 7-4 zeigt eine Übersicht verschiedener Energiearmutsgrenzen und den entsprechenden Energiearmutskennzahlen für Deutschland. So ist zu erkennen, dass nach dem HCLI-Maß 11,1 % der deutschen Haushalte durch Energiearmut betroffen sind. Dies entspricht rund 4,5 Mio. Privathaushalten. Andere Maßstäbe, wie das Zehn-Prozent-Maß, überschätzen die Energiearmut und sollten nicht als Bewertungsmaßstab genutzt werden. Wir empfehlen daher das HCLI-Maß als Leitindikator für die sozialen Auswirkungen der Energiewende zu nutzen.

Tab. 7-4: Vergleich von Energiearmutsschwellen für Deutschland (SOEP 2011)

	Energiearmut (Sample)	Energiearmut (Gewichtet)	Äquivalenzein- kommen energie- armer Haushalte (Median)	Anteil energiear- mer Haushalte unter der Ein- kommensgrenze von 952 Euro ⁽¹⁾
10 %-Maß	25,1 %	29,8 %	1.054 Euro	45,7 %
Ausgabenanteil 2x Median	11,2 %	12,0 %	933 Euro	58,2 %
MIS (SGBII)	8,8 %	9,9 %	721 Euro	89,2 %
High Cost/ Low Income Maß	10,5 %	11,1 %	907 Euro	52,2 %

Quelle: Heindl [2013]

⁽¹⁾Der Wert von 952 Euro entspricht der Armutsrisikoschwelle von 60 % des Medianeinkommens gem. EU-SILC für das Jahr 2010 Vgl. BMAS [2013].

312. Grundsätzlich sollte es das Ziel sein, angemessenen Energiekonsum, etwa in Form ausreichender Beheizung von Wohnräumen, vor dem Hintergrund von Armutsrisiken zu gewährleisten. Dabei spielt die technische Ausrüstung und die Energieeffizienz eines Haushalts eine entscheidende Rolle. Zudem beeinflussen individuelle Präferenzen den Energiekonsum. Gemessene Werte für Energieausgaben, wie sie etwa im Sozio-Ökonomischen Panel (SOEP) oder in der Einkommens- und Verbrauchsstichprobe (EVS) vorliegen, können daher nur näherungsweise Aufschluss über die Angemessenheit der Energieversorgung und Energieverfügbarkeit eines Haushalts geben. Insbesondere dann, wenn sich ein Haushalt bereits sehr energiesparend verhält, etwa aufgrund geringen Einkommens, könnte Energiearmut unterschätzt werden. Durch die Wahl geeigneter Energiearmutsmaße kann zumindest der Überschätzung von Energiearmut teilweise entgegengewirkt werden. So weist bspw. das High Cost/Low Income-Maß die Bedingung auf, dass ein Haushalt nach Energieausgaben unter die Armutsschwelle fallen muss, um als energiearm identifiziert zu werden. Diese Bedingung, die starke finanzielle Einschränkungen voraussetzt, ist daher in der Lage wohlhabende Haushalte auszuschließen, wenn diese großzügigen Energiekonsum aufweisen. Diese Einschränkung ist bei anderen Maßen, wie z.B. dem Zehn-Prozent-Maß, nicht gegeben. Die direkte Einbeziehung von Einkommensschwelen und Energieausgaben weist daher deutliche Vorteile bei der Identifikation von Energiearmut, im Vergleich zu anderen Ansätzen, auf. So wird durch diese die Betroffenheit über- oder unterschätzt.

313. Schließlich stellt sich die Frage, wie Energiearmut auf Basis einer zuvor festgelegten Energiearmutsgrenze gemessen werden kann. Die einfachste Art besteht darin, den Anteil der Haushalte auszuweisen, die unter die Armutsgrenze fallen. Diese als „Headcount-Ratio“ bekannte Größe wird bspw. auch im Armuts- und Reichtumsbericht der Bundesregierung verwendet [BMAS, 2013]. Der größte Vorteil der „Headcount-Ratio“ kann darin gesehen werden, dass das Maß sehr leicht zu interpretieren ist. Dennoch weist es erhebliche Schwächen auf. Diese zeigen sich besonders anhand zweier von Sen (1976) vorgeschlagener Grundsätze zur Armutsmessung, bei denen neben der „Breite“ auch die „Tiefe“ der Armut Beachtung findet. Diese besagen, dass eine

Reduktion des Einkommens einer Person unterhalb der Armutsgrenze das Armutsmaß erhöhen muss und ein purer Transfer von Einkommen von einer Person unterhalb der Armutsgrenze zu einer wohlhabenderen Person das Armutsmaß erhöhen muss [Sen, 1976].

314. Während die Headcount-Ratio die „Breite“ der Armut misst kann die „Tiefe“ der Armut, also die Stärke der Betroffenheit einzelner Gruppen, durch das sogenannte Foster-Greer-Thorbecke-Maß (FGT) erfasst werden [Foster et al., 1984]. Tab. 7-5 zeigt Energiearmutsmaße für verschiedene Haushaltstypen in Deutschland. Dabei wurde die High Cost/Low Income-Energiearmutsschwelle verwendet. Die „Tiefe“ der Energiearmut ist in der Spalte „Quadriertes FGT-Maß“ angezeigt. Je höher dieser Wert, desto stärker ist die Betroffenheit der Gruppe durch Energiearmut. Dieser Wert kann als Interpretationshilfe für die Einschätzung der Betroffenheitstiefe genutzt werden, wird aber nicht als Leitindikator integriert.

Tab. 7-5: Energiearmutsmaße verschiedener Haushaltstypen

Haushaltstyp	Anzahl	Energiearm	Quadriertes FGT-Maß	Äquivalenzeinkommen energiearmer Haushalte (Median)	Äquivalenzeinkommen (Median)
Alle Haushalte	10.193	10,5 %	0,013	907 Euro	1.552 Euro
Single Haushalte	3.064	7,4 %	0,010	900 Euro	1.396 Euro
Paar ohne Kinder	3.722	8,1 %	0,009	944 Euro	1.733 Euro
Alleinerziehend	702	20,7 %	0,026	916 Euro	1.199 Euro
Paar mit Kindern	2.553	14,6 %	0,018	952 Euro	1.628 Euro
Sonstige Haushalte	152	16,5 %	0,020	1000 Euro	1.654 Euro

Quelle: Heindl [2013]

315. Wie Daten des Sozio-Ökonomischen Panels (SOEP) zeigen, muss ein Teil der Haushalte in Deutschland einen vergleichsweise hohen Anteil des verfügbaren Einkommens für Energie aufwenden. Wird das nicht-äquivalisierte, also nicht nach Haushaltsgröße gewichtete, Einkommen herangezogen, so wenden knapp 25 % der Haushalte im SOEP mehr als 10 % des verfügbaren Einkommens für Strom, Wärme und Warmwasser auf. 12 % der Haushalte weisen

einen Anteil an Energieausgaben relativ zum Äquivalenzeinkommen auf, das über dem Zweifachen des Medians liegt. Das High Cost/Low Income-Maß, das von Hills (2012) vorgeschlagen wurde, identifiziert 11 % der Haushalte als potenziell von Energiearmut bedroht (vgl. Tab. 7-4). Auf Basis dieses Maßes zeigt ein Vergleich verschiedener Haushaltstypen, dass Alleinerziehende (21 %) sowie Paarhaushalte mit Kindern (15 %) sowie sonstige Haushalte (17 %) am stärksten von Energiearmut betroffen sind (vgl. Tab. 7-5). Paar-Haushalte ohne Kinder (8 %) oder Einpersonenhaushalte (7 %) sind hingegen weniger stark betroffen. Wie die Spalte „quadriertes FGT-Maß“ in Tab. 7-5 zeigt, gibt es bei Alleinerziehenden besonders hohe Belastungen durch Energiekosten. Am geringsten ist die Energiekostenbelastung hingegen bei Paar-Haushalten ohne Kinder. Haushalte mit Kindern tragen also ein erhöhtes Energiearmutsrisiko. Dies könnte darauf zurückzuführen sein, dass Haushalte mit Kindern größere Wohnungen heizen als andere Haushalte. Auch der Bedarf an Strom dürfte höher sein, z.B. durch die vermehrte Nutzung von Haushaltsgeräten.

316. Ein Vergleich verschiedener Energiearmutsschwellen zeigt, dass derzeit 10 bis 12 % der Haushalte in Deutschland von Energiearmut bedroht sind. Schwierig stellt sich die Situation vor allem in Haushalten dar, die keine Grundversicherung beziehen, aber über geringes Einkommen verfügen. Werden nur Haushalte betrachtet die keine SGBII-Leistungen erhalten, so beträgt der Anteil der von Energiearmut bedrohten Haushalte 9 %. Nach Angaben des Statistischen Bundesamtes arbeitete 2010 etwa ein Fünftel der Beschäftigten in Deutschland für einen Niedriglohn. Die Zahl der Niedriglohneempfänger stieg dabei in den vergangenen Jahren spürbar. Es ist nicht damit zu rechnen, dass Preissteigerungen für Energie über steigende Löhne und Gehälter im Bereich des Niedriglohns vollständig ausgeglichen werden. Auch über die Sozialsysteme findet für Niedriglohneempfänger keine signifikante Kompensation statt.

317. Das High Cost/Low Income-Maß ist insgesamt gut geeignet, um Haushalte, die von Energiearmut betroffen sind, zu identifizieren (Heindl, 2013). Dies ist vor allem dadurch begründet, dass wohlhabende Haushalte mit hohem Energiekonsum durch das Maß nicht als energiearm identifiziert werden. Zwar besteht ein Zusammenhang zwischen Armut und Energiearmut, doch ist dieser unvollkommen. Nur 52 % der vom High Cost/Low Income-Maß als energiearm identifizierten Haushalte fallen ohne Beachtung der Energieausgaben unter die Armutsschwelle von 952 Euro (60 % des Median-Äquivalenzeinkommens).

Energieausgaben und die dahinterstehenden Gründe tragen somit wesentlich zum allgemeinen Armutsrisiko bei. Daher sollte der Situation ärmerer Haushalte und allgemeiner sozialer Folgen bei der politischen Ausgestaltung der Energiewende zukünftig größere Aufmerksamkeit zukommen. Dies darf allerdings nicht nur eine sozialpolitische Debatte sein, sondern muss auch in der energiepolitischen Diskussion eine Rolle spielen. Die Auswirkungen werden eben maßgeblich durch energiepolitische Entscheidungen beeinflusst, so dass die Ursachen auch durch den energiepolitischen Rahmen angegangen und nicht nur im Nachhinein durch sozialpolitischen Ausgleich bewerkstelligt werden sollten. Zur Überprüfung dieser Auswirkungen muss dieser Aspekt weitergehend analysiert und durch eine möglichst konsistente Zeitreihe abgebildet werden, um auf Missstände und Fehlentwicklungen frühzeitig reagieren zu können. Auch die Datengrundlage einer solchen Zeitreihe für die Erstellung von aussagekräftigen Indikatoren muss dabei durch die Bundesregierung sichergestellt werden.

8 Innovationsimpulse der Energiewende

Das Wichtigste in Kürze

Innovationen im Bereich der Energietechnologien sind eine Option, um eine klimafreundliche und sichere Versorgung der deutschen Volkswirtschaft mit Energie zu wettbewerbsfähigen Preisen zu ermöglichen. Aus diesem Grund muss ein umfassendes Monitoring auch die durch die Energiewende induzierte Innovationstätigkeit berücksichtigen. Die derzeit verfügbaren Indikatoren können dem Anspruch kaum gerecht werden, den Beitrag der Energiewende auf Innovationen zu messen.

Die Expertenkommission spricht daher die Empfehlung aus, ein Indikatorensystem zur Messung der durch die Energiewende induzierten Innovationstätigkeit zu entwickeln. Zunächst wird eine umfassende und disaggregierte Betrachtung der Innovationswirkungen der Energiewende verfolgt und exemplarisch ein mögliches Indikatorenbündel vorgestellt. Dieses beinhaltet zentrale Innovationsindikatoren wie die Forschungsausgaben der Bundesregierung für die Themenfelder erneuerbare Energien und Energieeffizienz sowie die Venture Capital-Bereitstellung im Bereich Energie/Umwelt als Inputindikatoren. Stellvertretend für die Output-Indikatoren werden Patentanmeldungen im Bereich der erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz betrachtet. Dabei zeigt sich, dass die Energieforschung im Kontext der gesamten Forschungsausgaben nur geringfügig an Bedeutung gewonnen hat. Bei den Patentanmeldungen offenbart sich eine höhere Dynamik. Die Ausgaben für Early Stage VC-Investitionen im Energiebereich sind nach einem starken Anstieg wieder leicht rückläufig.

Diese groben F&E-Informationen zur Energiewende sind durch weitere Erhebungen insbesondere auf Firmenebene zu ergänzen, um die Wirkungen der Energiewende auf das Innovationsgeschehen umfassend darzustellen. Eine mögliche Lösung kann dabei eine repräsentative Befragung von Unternehmen über sämtliche Bereiche der deutschen Wirtschaft sein, in der gezielt die Innovationsaktivitäten der Unternehmen erfasst werden, etwa die Höhe der F&E-Aufwendungen für Energieforschung, aber auch der Umfang von etwa Produkt- und Prozessinnovationen mit Energiebezug bei den deutschen Industrie- und Serviceunternehmen.

318. Der Monitoring-Bericht der Bundesregierung behandelt im abschließenden Kapitel die gesamtwirtschaftlichen Effekte der Energiewende. Eine umfassende Evaluierung der Impulse für Investitionen, Innovationen, Preise und Technologieentwicklung soll im Fortschrittsbericht vorgelegt werden. Die Expertenkommission diskutiert im Folgenden die Möglichkeiten, Innovationsimpulse im Rahmen des Monitorings zu berücksichtigen. Die Energiewende stellt Deutschland vor große Herausforderungen, kann aber auch ein Treiber für Innovationen sein und bietet somit enorme Chancen, um über Innovationen eine klimafreundliche und sichere Versorgung der deutschen Volkswirtschaft mit Energie zu wettbewerbsfähigen Preisen zu ermöglichen und auch die Wettbewerbsfähigkeit deutscher Anbieter auf dem internationalen Wachstumsmarkt für Energietechnologien weiter zu erhöhen. Die Innovationswirkungen der Energiewende eignen sich daher ohne Zweifel als Leitindikator für das Monitoring.

319. Die Einordnung nach „Phasen“ des Innovationsprozesses ist zentral für eine adäquate Messung der Innovationswirkungen durch geeignete Indikatoren. Als Innovation versteht man im Allgemeinen die kommerzielle Einführung von Neuerungen (Inventionen technischer oder auch organisatorischer Art) in einen Markt. Die Invention ist das Ergebnis von Forschung und Entwicklung (F&E). Innovationen umfassen dabei nicht nur neue Technologien in den Bereichen Energieeffizienz und erneuerbare Energien im engeren Sinne, sondern auch vorgelagerte Wertschöpfungsstufen in den Bereichen Materialien und Werkstoffe, Maschinen- und Anlagenbau etc., die oftmals keinen direkten Bezug zu Energietechnologien haben. Nachgelagert sind solche im Bereich der Infrastruktur z.B. zur Energieübertragung und Speicherung von Energie bis hin zum Management von Energiesystemen, die häufig mit dem Begriff „smart“ charakterisiert werden (smart buildings, smart grids, smart mobility etc.). Hinzu kommt der gesamte Bereich der nicht-technischen Innovationen (etwa organisatorische oder soziale Innovationen). Ein umfassendes Monitoring der Energiewende sollte deshalb das Thema entsprechend breit adressieren.

320. Der Begriff „Innovation“ wird an einigen Stellen im Monitoring-Bericht der Bundesregierung erwähnt, etwa in den Kapiteln zur Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung, ansatzweise auch in den Kapiteln zu Energieeffizienz, den erneuerbaren Energieträgern, den Kraftwerken und Netzausbau. Am ehesten wird auf Innovationen im Zusammenhang mit der Energiewende im Kapitel zu

den gesamtwirtschaftlichen Effekten der Energiewende eingegangen. Wegen der Bedeutung von Innovationswirkungen für das Gelingen der Energiewende sollte für ein faktenbasiertes Monitoring jedoch rasch ein systematisches Indikatorensystem zur Messung der durch die Energiewende induzierten Innovationstätigkeit entwickelt werden.

321. Quantitativ geht der Bericht der Bundesregierung, wie auch im Vorjahr, lediglich kurz auf Patentanmeldungen für saubere Energietechnologien ein. Die Expertenkommission gibt hier zu bedenken, dass die reine Entwicklung von Patenten für saubere Energietechnologien noch nichts darüber aussagt, wie diese Dynamik im Vergleich zur Entwicklung nicht-grüner Patente zu beurteilen ist, inwieweit grüne Technologien auch wirklich kommerziell genutzt wurden und in welcher Position sich Deutschland bei der Innovationstätigkeit im internationalen Vergleich befindet. Wie wir im Folgenden darlegen, kann dies aus Patentzahlen alleine nicht abgeschätzt werden. Wie bei den anderen Indikatoren des Monitorings wird auch hier der kausale Zusammenhang zur Energiewende nicht hergestellt.

322. Richtigerweise wird staatliche Forschungsförderung als grundsätzlich volkswirtschaftlich sinnvoll eingeschätzt, da der Gesellschaft durch Innovationen meist ein größerer Nutzen entsteht als nur die Gewinne, die ein forschendes Unternehmen für sich in der Bilanz verbuchen kann. Ohne staatliche Unterstützung kann es folglich passieren, dass die Forschungsleistung unter dem gesamtwirtschaftlichen Optimum liegt. Grüne Innovationen tragen auch dazu bei, umweltbezogene negative externe Effekte erst gar nicht entstehen zu lassen. Der Monitoring-Bericht hebt den Anstieg der staatlichen Forschungsförderung im Bereich der Energieforschung hervor. Allerdings wird nicht klar, inwiefern dies zu einer Zunahme oder Verdrängung privater Forschungsleistung führt (crowding out). Auch bleibt unklar, ob entsprechende Mittel an anderer Stelle gekürzt wurden und somit nur eine Umverteilung der Forschungsförderung stattgefunden hat.

323. Weil Innovationen für den Wohlstand der westlichen Industrieländer von hoher Bedeutung sind, besteht seit jeher großes Interesse, diese zu messen und international zu vergleichen. Ein bekannter Ansatz ist der Global Innovation Index, der verschiedene Indikatoren wie Patentanmeldungen, Forschungs- und Entwicklungs-Ausgaben (F&E), Anzahl der Beschäftigten in der

Forschung etc. zusammenfasst [Cornell University et al., 2013]. Ein weiteres Beispiel ist das Innovation Union Scoreboard der EU-Kommission [EU-Kommission, 2014c]. In beiden Fällen handelt es sich um aggregierte Größen, die zwangsläufig durch eine subjektive Gewichtung der Einzelindikatoren gewonnen werden. Die damit verbundenen Probleme werden bereits deutlich, wenn man die Ergebnisse vergleicht. So unterscheiden sich die Länderrankings zwischen dem Global Innovation Index und dem Innovation Union Scoreboard teilweise deutlich. Grundsätzlich erscheint die Betrachtung eines einzigen Indikators, sei es nun ein aggregierter Indikator wie das Innovation Union Scoreboard, oder die losgelöste Betrachtung etwa von Patentanmeldungen vor dem Hintergrund dieser Überlegungen nicht umfassend genug.

324. Für die Messung von Innovationen mit positiven Umwelteffekten stehen eine Vielzahl an möglichen Indikatoren zur Verfügung. So werden im Eco-Innovation Observatory zahlreiche Vorschläge unterbreitet und diskutiert. Für das Themengebiet Energie werden hier Indikatoren wie die Verringerung des Energieeinsatzes in der Produktion oder der Anteil an Unternehmen, die Energiesparinnovationen eingeführt haben, vorgeschlagen [EIO, 2010]. Auch solche Ansätze sind für das Monitoring des Innovationsgeschehens nur bedingt geeignet, da sie die technische Entwicklung nicht präzise messen können und nicht auf allgemein anerkannten Daten basieren.

8.1 Auswahl von Indikatoren

325. Um die genannten Schwierigkeit zu mindern, wird vor allem auf gängige Indikatoren zurückgegriffen, die weitgehend abgesichert und regelmäßig verfügbar sind, was für ein Monitoring sehr wichtig ist. Eine nicht abschließende Auswahl von Indikatoren ist in Tab. 8-1 dargestellt. Diese können den Bereichen Invention (Erfindung) und Innovation/Diffusion (Markteinführung / weitere Verbreitung) zugeordnet werden, wobei der Übergang zwischen diesen beiden Phasen fließend ist. Zusätzlich kann zwischen dem staatlichen und privaten Sektor unterschieden werden. Während staatliche Forschung vorrangig darauf abzielt, den allgemeinen Wissensstand zu verbessern und Grundlagen für die marktorientierte Forschung von Unternehmen zu liefern, investieren Unternehmen in F&E, um mit neuen oder verbesserten Produkten und Dienstleistungen auf dem Markt Gewinne zu erzielen. Dabei bestehen durchaus Mischformen, z.B. in Verbundprojekten zwischen Forschungseinrichtungen

und Unternehmen, die teilweise von der öffentlichen Hand und teilweise von den Unternehmen selbst finanziert werden.

Tab. 8-1: Übersicht über ausgewählte Indikatoren

		Staatlich	Privat
Invention	Input-basiert	- Staatliche Ausgaben für Forschung und Entwicklung	- Private Ausgaben für Forschung und Entwicklung - Venture Capital Investitionen (Seed-Phase)
	Output-basiert	- Patente (Universitäten, Institute)	- Patente (Unternehmen)
Innovation & Diffusion			- Neue für die Energiewende nützliche Produkte und Dienstleistungen - (Innovative) Unternehmensgründungen - Unternehmensdynamik - Kostensenkung bei Produkten der Energiewende - Innovationsdaten aus Unternehmensbefragungen

Quelle: Eigene Darstellung

326. Jeder der genannten Faktoren weist Stärken und Schwächen auf und unterliegt Grenzen in der Aussagekraft. Insofern erscheint eine kurze Einordnung sinnvoll. So ist Forschung und Entwicklung (F&E) per se mit Risiken in Bezug auf verwertbare Ergebnisse verbunden. Vom Einsatz an Geldern und Infrastruktur für die Forschung kann also nicht zwingend auf eine Innovationsleistung geschlossen werden. Daher sind neben input-basierten auch output-basierte Indikatoren zu berücksichtigen. Das Verhältnis von Forschungsinput zu Forschungsoutput-Indikatoren bildet dann die Effizienz des Inventionsprozesses ab, was z.B. im internationalen Vergleich oder im Vergleich zu anderen Technologiebereichen interessant ist.

327. Ausgaben für Forschung und Entwicklung (F&E) sind einer der wichtigsten Inputindikatoren für Innovationen (Inventionen). Während staatliche Forschungsbudgets in aller Regel veröffentlicht werden, müssen private F&E-Ausgaben z.B. durch Befragungen von Unternehmen erhoben werden. Zu beachten ist dabei, dass speziell kleine Unternehmen häufig nicht (formell) forschen und über keine speziellen F&E-Abteilungen verfügen. Dennoch bringen sie neue Produkte und Technologien auf den Markt oder setzen neue Produktionsprozesse ein. In Deutschland ist dies im Jahr 2011 sogar für 23 % der innovativen Unternehmen der Fall [MIP, 2012]. Wesentliche F&E-Aktivitäten

finden häufig auch vor der Gründung eines Unternehmens statt und werden daher nicht in F&E-Statistiken erfasst.

328. Venture Capital (VC) spielt immer dann eine Rolle, wenn finanzielle Risiken bestehen, die anderen Kapitalgebern oder Unternehmen zu hoch erscheinen. Gleichzeitig bestehen im Erfolgsfall auch sehr große finanzielle Chancen. VC-Geber, die durch Wagniskapital (Eigenkapital für die Unternehmen) Unternehmungen unterstützen, können deshalb eine wichtige Rolle spielen, um insbesondere hoch-innovative Projekte voranzutreiben.

329. Patente sind der am meisten verwendete Outputindikator zur Erfassung von Innovationen, insbesondere auch da sie gut messbar sind. Ein weiterer Vorteil von Patenten ist, dass sämtliches neues Wissen offengelegt werden muss und somit Einblicke in einfließende Innovationen aus anderen Bereichen gewonnen werden können, speziell durch Zitierungen anderer Patente⁵⁴. Die World Intellectual Property Organization (WIPO) stellt eine breite Informationsbasis zu Patenten bereit, die es erlaubt Patente bestimmten Bereichen von Energietechnologien zuzuordnen [WIPO, 2014]. Nachteilig ist allerdings, dass nicht alle für die Energiewende relevanten Technologien erfasst sind. Außerdem erstrecken sich Patentverfahren oftmals über mehrere Jahre, so dass erteilte Patente nur als Spätindikator für Innovationen nutzbar sind. Und schließlich ist darauf hinzuweisen, dass die Offenlegung von Know-how in Patenten für Innovatoren auch Risiken birgt. Nicht alle patentfähigen Innovationen werden deshalb zum Patent angemeldet.

330. Innovationen, besonders solche, die einen radikalen Technologiewechsel darstellen, werden häufig von neugegründeten Unternehmen in den Markt eingeführt. Speziell hoch-innovative Gründungen sind mit hohen finanziellen Risiken verbunden. Dieser output-orientierte Indikator steht deshalb oft in enger Verbindung mit dem input-orientierten Indikator Venture Capital.

⁵⁴ Ein Beispiel ist das Patent Nr. DE102012101710(A1) des deutschen Unternehmens SolarWorld Innovations GmbH (veröffentlicht in 2013). Es beschreibt ein Verfahren zur Einbettung eines Solarmoduls in eine dünne Kunststoffschicht mit einem neuen Verfahren. Das Patent zitiert 38 andere Dokumente (Patente), die nicht als Photovoltaik-Technologien in der WIPO-Liste erfasst sind, sondern aus dem Bereich Chemie und Kunststoffe kommen.

331. Unter Unternehmensdynamiken sind Veränderungen im Umfang und der Struktur des Unternehmensbestands in den für die Energiewende relevanten Marktsegmenten zu verstehen. Diese umfassen erneuerbare Energien und Energieversorgung, Energieeffizienz, energetische Gebäudedämmung sowie Planung und Beratung. Die Unternehmen in diesen Segmenten werden auf Basis ihrer Firmierung und Tätigkeitsbeschreibung identifiziert. Der Unternehmensbestand ergibt sich aus dem Bestand der Vorperiode, den Markteintritten durch Gründung oder von etablierten Unternehmen sowie den Marktaustritten. Dabei beziehen sich letztere sowohl auf Unternehmensschließungen als auch auf Austritte von Unternehmen, die weiterhin in anderen Marktsegmenten aktiv sind. Der Vergleich der Überlebenswahrscheinlichkeit junger Unternehmen und der Beschäftigungsentwicklung von Gründungskohorten mit anderen Marktsegmenten gibt Aufschluss darüber, wie robust die Geschäftskonzepte sind und welche Marktchancen für die Unternehmen mit Bezug zur Energiewende bestehen. Das Mannheimer Unternehmenspanel⁵⁵ ist für eine solche Untersuchung besonders geeignet. Es erlaubt die Veränderungen der Tätigkeitsbeschreibungen über die Zeit zu beobachten und somit auch Marktein- und Marktaustritte bestehender Unternehmen zu identifizieren.

332. Neue Produkte und Dienstleistungen sind ein weiterer Indikator für erfolgreiche Innovationen, weil davon auszugehen ist, dass sie vor allem zu einem besseren Preis-Leistungs-Verhältnis führen oder andere Vorteile wie eine höhere Umweltverträglichkeit mit sich bringen.

Exemplarisches Indikatorenbündel

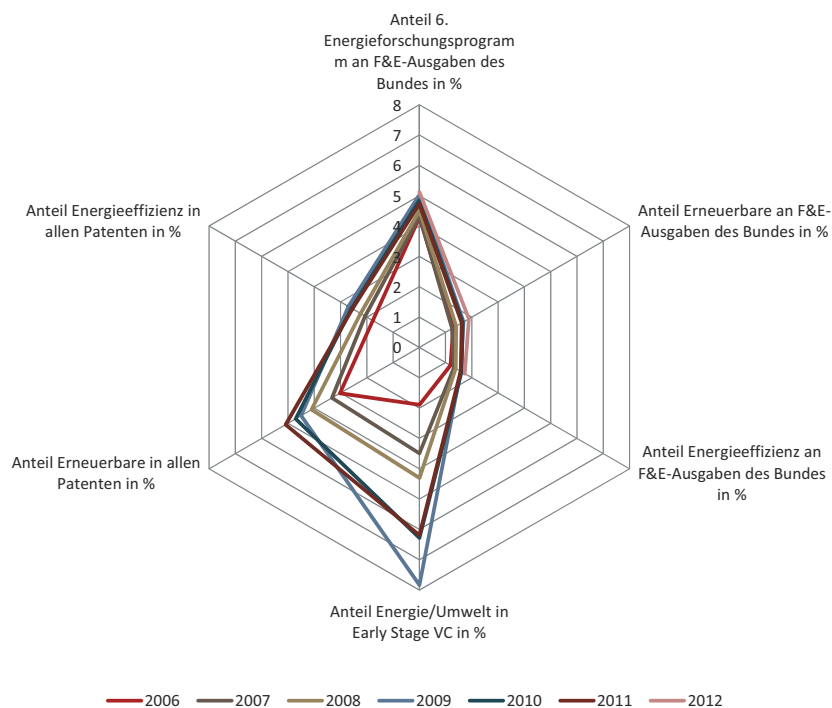
Auch weil die Diskussion über die Innovationswirkungen der Energiewende noch am Anfang steht, ist aus Sicht der Expertenkommission im Monitoring eine breite und disaggregierte Betrachtung sinnvoll. Im Folgenden wird exemplarisch ein mögliches Indikatorenbündel dargestellt, das zentrale Innovationsindikatoren auf einen Blick darstellt und miteinander vergleichen lässt. Der Vorteil gegenüber der Aggregation auf einen einzelnen Index oder Leitindikator ist, dass auf eine Gewichtung verzichtet werden kann. Die Indikatoren

⁵⁵ Weitere Informationen abrufbar unter <http://www.zew.de/de/forschung/projekte.php3?action=detail&nr=102&abt=ioek>

stehen somit noch gleichwertig gegenüber, lassen aber in der Gesamtschau bereits weitere Schlüsse zu. Abb. 8-1 zeigt dies exemplarisch anhand der Forschungsausgaben der Bundesregierung für die Themenfelder „Erneuerbare Energien“ und „Energieeffizienz“ im Zeitraum 2006-2012 sowie der Venture Capital-Bereitstellung im Bereich Energie/Umwelt als Inputindikatoren. Stellvertretend für die Output-Indikatoren sind Patentanmeldungen angegeben. Um Strukturänderungen erkennbar werden zu lassen, sind jeweils die Veränderungen der Anteile zur relevanten Bezugsgröße dargestellt, bspw. der F&E-Ausgaben für Energie an den gesamten F&E-Ausgaben. Denkbar wäre hier z.B. für einen internationalen Vergleich auch der Aufwuchs der absoluten Ausgaben für die Energieforschung gegenüber einem Basisjahr oder jährliche Änderungsraten. Unternehmensbezogene Innovationsdaten sollten – sobald verfügbar – ebenfalls in die Betrachtung einbezogen werden. Die internationale Stellung Deutschlands im Bereich der Energieinnovationen wird im Anschluss thematisiert.

333. Wie in Abb. 8-1 gezeigt, haben die Energieforschung insgesamt und ebenso die Forschung zu erneuerbaren Energien und Energieeffizienz im Kontext der gesamten Forschungsausgaben nur geringfügig an Bedeutung gewonnen. So stieg der Anteil der staatlichen bzw. staatlich geförderten Energieforschung an den F&E-Ausgaben des Bundes von 4,3 % im Jahr 2006 mit dem 6. Energieforschungsprogramm auf 5,1 % im Jahr 2012. Andererseits haben sich auf einigen darunter liegenden Ebenen durchaus wesentliche Veränderungen ergeben. Während die Bedeutung von Forschung im Bereich erneuerbarer Energien und Energieeffizienz sich in der Bedeutsamkeit kaum veränderte, kommt der Forschung zu Speichertechnologien, Netztechnologien und Energiesystemen innerhalb der Energieforschung heute deutlich mehr Bedeutung zu als vor einigen Jahren.

Abb. 8-1: Beispiel für ein Indikatorenbündel



Quelle: Eigene Darstellung. Daten der gesamten F&E-Ausgaben des Bundes wurden dem Bundesbericht Forschung und Innovation 2012 entnommen [BMBF, 2012]. Die Daten für F&E für Energieeffizienz, erneuerbare Energien und Netz- und Energiesysteme wurden dem Bundesbericht Energieforschung 2013 entnommen [BMWi, 2013]. Die Angaben für Early Stage VC-Investitionen beziehen sich auf Informationen des BVK e.V. [BVK, 2014] Patentdaten stammen vom Europäischen Patentamt [EPO, 2013].

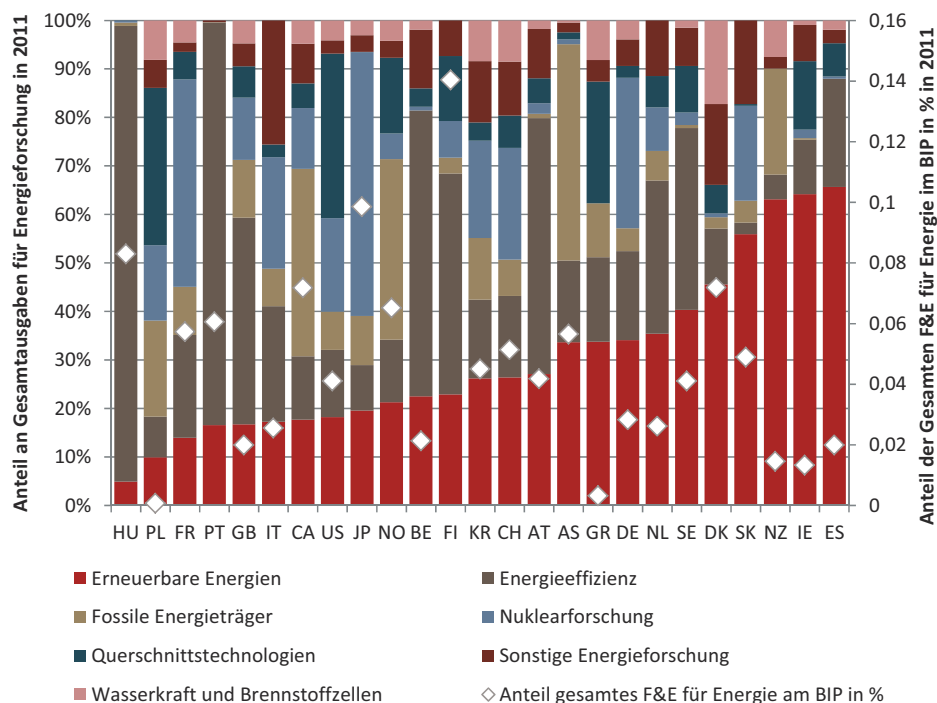
334. Der direkte Vergleich der Veränderungen mit den Patentanmeldungen beim Europäischen Patentamt offenbart eine deutlich höhere Dynamik dieses Output-Indikators für Inventionen bei erneuerbaren Energien und Energieeffizienz⁵⁶. Die Ausgaben für Early Stage VC-Investitionen im Energiebereich sind nach einem starken Anstieg wieder leicht rückläufig.

⁵⁶ In einer längerfristigen Betrachtung sind die tatsächlich erteilten Patente wichtiger. Aufgrund des oftmals mehrjährigen Zeitversatzes zwischen Patentanmeldung und -erteilung lässt sich aber auch anhand der Patentanmeldungen bereits eine Aussage über die Innovationstätigkeit treffen.

8.2 Deutschland im internationalen Vergleich

335. Eine Antwort auf die Frage zu geben, wie sich Deutschland international im Bereich der Energieinnovationen positioniert, ist schwierig. Nicht zuletzt weil die Verfügbarkeit geeigneter Vergleichsdaten ein limitierendes Element darstellt. Aus diesem Grund werden im Folgenden nur die gesamten F&E-Ausgaben eines Landes⁵⁷ (d.h. die Summe privater und staatlicher F&E-Ausgaben) sowie Patentanmeldungen beim Europäischen Patentamt (EPO) betrachtet (Abb. 8-2).

Abb. 8-2: F&E-Ausgaben für Energietechnologien im OECD-Vergleich



Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von Daten der OECD [OECD, 2012].

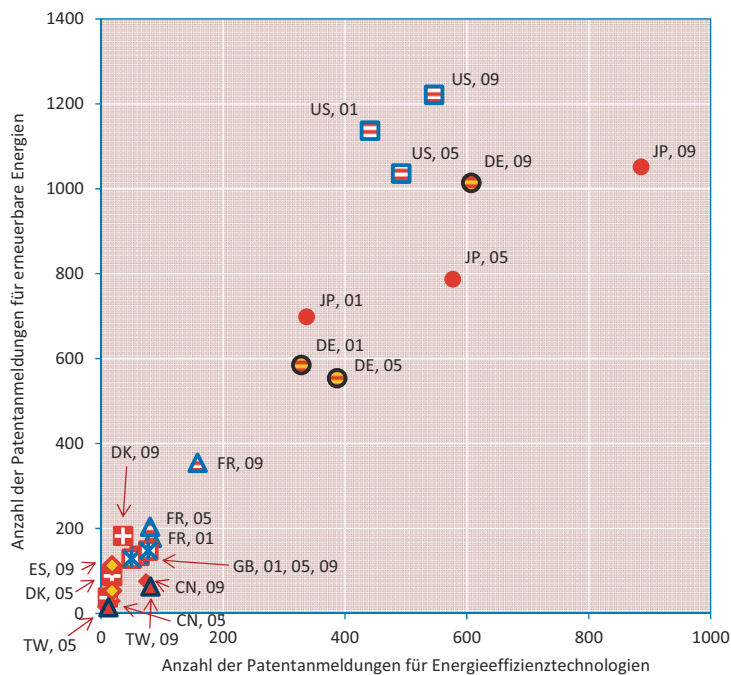
336. Die gesamten F&E-Ausgaben für Energie gemessen am Bruttoinlandsprodukt (BIP) liegen in Deutschland nur bei etwa 0,028 %. Die OECD-Länder haben im Jahr 2011 durchschnittlich etwa 0,046 % des BIP in die Energiefor-

⁵⁷ Geeignete Daten stellt beispielsweise die OECD zur Verfügung. Diese Daten sind Grundlage der hier gezeigten Grafiken.

schung investiert. Mit einem Anteil von 37 % für erneuerbare Energien am gesamten Budget für Energieforschung liegt Deutschland im oberen Mittelfeld der OECD- Länder in dieser Dimension, dafür mit 18 % für die Energieeffizienz- forschung unter dem OECD-Durchschnitt (27 %).

337. Ein anderes Bild ergibt sich für den Inventionsoutput-Indikator Patente. Nach Abb. 8-3 lag Deutschland im aktuellsten Betrachtungsjahr 2009 auf dem gleichen Niveau mit Japan und den USA bei den Patenten für erneuerbare Energien und Energieeffizienz. Bemerkenswert ist dabei im Vergleich mit Abb. 8-2, dass vor allem die USA relativ – und damit auch absolut – mehr finanzielle Mittel aus dem BIP in die Forschung investiert haben.

Abb. 8-3: Internationaler Vergleich von Patentanmeldungen für ausgewählte Länder



Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von Daten des Europäischen Patentamtes [EPO, 2013]. Patentanmeldungen betreffen nur Anmeldungen beim Europäischen Patentamt, um Verzerrungen durch unterschiedliche Patentrechtssysteme zu vermeiden.

338. Die genannten Indikatoren bewegen sich auf einer stark aggregierten Ebene und lassen damit auch nur auf dieser Ebene Schlussfolgerungen zu. Für die Ausgestaltung einer erfolgreichen Innovations- und Industriepolitik sind

aber oftmals konkrete Themenfelder oder Branchen von Interesse. In diesen Fällen werden Zusatzinformationen benötigt, um ein aussagekräftiges Bild zu erhalten.

339. Zur Datenlage bei Patenten als einem der wichtigsten und vielseitigsten Indikatoren sieht die Expertenkommission kaum Verbesserungsbedarf. Weil Innovationen über Patente erst mit einigen Jahren Verzögerung vollständig erfasst werden können, bieten sie sich vor allem für ein längerfristiges Monitoring der durch die Energiewende vorangetriebenen Innovationen im Rückblick an. Dabei können auch Schlüsseltechnologien identifiziert werden, die überdurchschnittlich oft von anderen Patenten als Grundlage zitiert werden. Es sollte deshalb geprüft werden, ob es im Zuge der Energiewende verstärkt solche technologischen Meilensteine gegeben hat und wenn ja, in welchen Bereichen. Für ein zeitnahes Monitoring aktueller Entwicklungen bieten sich eher Frühindikatoren bzw. Input-Indikatoren wie F&E-Ausgaben an. Denn obwohl daraus nicht direkt auf Ergebnisse geschlossen werden kann, ist anzunehmen, dass eine Erhöhung von F&E-Ausgaben auch zu einem entsprechend höheren Erfolg führt.

340. Allerdings ermöglichen aggregierte Angaben auf Branchenebene kaum sinnvolle Aussagen für konkrete politische Maßnahmen. Um die Wirkungen der Energiewende auf das Innovationsgeschehen umfassend darzustellen, ist eine Erhebung von F&E-Informationen auf Unternehmensebene optimal. Dazu kann auf den Community Innovation Survey (CIS) für Deutschland aufgesetzt werden, der eine repräsentative Stichprobe der Innovationsaktivitäten (inklusive F&E-Aufwendungen) der deutschen Industrie- und Serviceunternehmen liefert. Bisher werden die F&E-Ausgaben allerdings nicht thematisch gegliedert, was aber prinzipiell möglich erscheint. Die Expertenkommission empfiehlt daher, eine Machbarkeitsstudie für eine solche Erhebung in Auftrag zu geben. Aus der Befragung einer kleineren Gruppe von Kernunternehmen könnte zudem in vierteljährlichem Zyklus ein „Energietechnologie-Barometer“ erstellt werden. Speziell hier könnten neben dem Stand und den Erwartungen zu technologischen Entwicklungen auch die Einschätzung der Unternehmen über die Marktentwicklung, den internationalen Wettbewerb etc. abgefragt werden.

341. Die Ausführungen dieses Kapitels beschreiben Ansätze zum Monitoring des Innovationsgeschehens als wichtiges Element für die gesamtwirtschaftlichen Chancen der Energiewende. Das Thema ist jedoch zu komplex, um es im Rahmen des vorliegenden Berichts angemessen behandeln zu können. Deshalb ist die getroffene Auswahl der Einzelindikatoren auch nicht als abschließend zu verstehen. Weitergehender Untersuchungen bedarf es auch, um zu einer angemessenen Aggregation der Einzelindikatoren zu einem „Leitindikator Innovation“ zu kommen, denn im Unterschied zu anderen Leitindikatoren (vgl. Abschnitt 1.3) ist hier die Verwendung eines einzelnen Kriteriums kaum sinnvoll. Weil in die Aggregation subjektive Wertungen über die Gewichtung der Einzelindikatoren einfließen, sollte hierauf besondere Sorgfalt verwendet werden.

Und schließlich geht es darum, Kausalitäten zu energiewendebedingten Maßnahmen zu etablieren, die Wirkung von Innovationen im Energiebereich zu analysieren und Zielgrößen zu finden. In Frage kommen dafür nicht zuletzt die Wirkungen auf andere Leitindikatoren des Monitorings der Energiewende wie „Minderung von Treibhausgasemissionen“, „Energiewirtschaftliche Gesamtrechnung“, „Versorgungssicherheit“ (z.B. durch Speichertechnologien) oder „Akzeptanz der Energiewende“.

9 Literatur

- AGEB, 2013a. Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2012. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.
- AGEB, 2013b. Berechnung der KWK-Stromerzeugung in Jahren der Berichterstattung für die IEA auf Basis der entsprechenden Questionnaires. Durchgeführt vom EEFA-Forschungsinstitut, November 2013. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.
- AGEB, 2014. Energiebericht 2013. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.
- AGFW, 2012. Hauptbericht 2011. Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V.
- AGFW, 2013. Hauptbericht 2012. Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V.
- BAFA, 2013. Aufkommen und Export von Erdgas: Entwicklung der Grenzübergangspreise ab 1991. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, Eschborn.
- Batlle, C., Pérez-Arriaga, I.J., Zambrano-Barragán, P., 2011. Regulatory Design for RES-E Support Mechanisms: Learning Curves, Market Structure, and Burden-Sharing, MIT Center for Energy and Environmental Policy Research, Cambridge.
- BDBE, 2014. Bioethanol-Anlagen in Deutschland. Abrufbar unter <http://www.bdbe.de/branche/deutschland/> [03.03.2014]. Bundesverband der Bioethanolhersteller.
- BDEW, 2013. Bilanz der Elektrizitätsversorgung 2000-2012. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
- BDH, 2013. Marktentwicklung Wärmeerzeuger 2002-2012. Bundesindustrieverband Deutschland Haus-, Energie- und Umwelttechnik e. V., Köln.
- BDI, 2013. Vorstellung der Kompetenzinitiative Energie des BDI. Austausch mit der Expertenkommission „Energie der Zukunft“. 16. Juli 2013. Bundesverband der Deutschen Industrie e.V.
- BET, 2008. Kritische Würdigung der dena-Kurzanalyse zur Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020.
- BfS, 2008. Meldepflichtige Ereignisse in Anlagen zur Spaltung von Kernbrennstoffen in der Bundesrepublik Deutschland - Kernkraftwerke und Forschungsreaktoren, deren Höchstleistung 50 kW thermische Dauerleis-

- tung überschreitet. Jahresberichte 2000-2008. Bundesamt für Strahlenschutz.
- BfS, 2011. Meldepflichtige Ereignisse in Anlagen zur Spaltung von Kernbrennstoffen in der Bundesrepublik Deutschland - Kernkraftwerke und Forschungsreaktoren, deren Höchstleistung 50 kW thermische Dauerleistung überschreitet. Jahresbericht 2011. Bundesamt für Strahlenschutz.
- BfS, 2012. Meldepflichtige Ereignisse in Anlagen zur Spaltung von Kernbrennstoffen in der Bundesrepublik Deutschland - Kernkraftwerke und Forschungsreaktoren, deren Höchstleistung 50 kW thermische Dauerleistung überschreitet. Jahresbericht 2012. Bundesamt für Strahlenschutz.
- BfS, 2013. Abfallbestand am 31.12.2012 Abrufbar unter <http://www.bfs.de/de/endlager/abfaelle/abfallbestand.html> [03.03.2014]. Bundesamt für Strahlenschutz.
- BfS, 2014a. Ortsdosisleistung (ODL) Deutschland. Abrufbar unter <http://odlinfo.bfs.de/> [04.03.2014]. Bundesamt für Strahlenschutz.
- BfS, 2014b. Internationale Bewertungsskala (International Nuclear and Radiological Event Scale INES). Abrufbar unter <http://www.bfs.de/de/kerntechnik/ereignisse/ines.htm> [07.03.2014]. Bundesamt für Strahlenschutz.
- BLWE, 2012. Überblick zu den landesplanerischen Abstandsempfehlungen für die Regionalplanung zur Ausweisung von Windenergiegebieten. Bundesländer Initiative Windenergie.
- BMAS, 2013. Lebenslagen in Deutschland. Berlin. Bundesministerium für Arbeit und Soziales.
- BMBF, 2012. Bundesbericht Forschung und Innovation 2012. Bundesministerium für Bildung und Forschung.
- BMF, 2013a. Bundesministerium der Finanzen (BMF): Achtzehnter bis Vierundzwanzigster Subventionsbericht. Berichte der Bundesregierung über die Entwicklung der Finanzhilfen des Bundes und der Steuervergünstigungen für die Jahre 1999 - 2014.
- BMF, 2013b. Kassenmäßige Steuereinnahmen nach Steuerarten und Gebietskörperschaften Kalenderjahr 2012. Abrufbar unter http://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Standardartikel/Themen/Steuern/Steuerschaetzungen_und_Steuereinnahmen/2013-01-18-Steuereinnahmen-Kalenderjahr-

- 2012.pdf?__blob=publicationFile&v=10 [07.03.14]. Bundesministerium der Finanzen, Berlin.
- BMU, 2005. Windkraftanlagen sind lediglich mit 0,3 Prozent am Flächenverbrauch beteiligt (Pressemitteilung des BMU No. 242/05). Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin.
- BMU, 2011. Bericht der Bundesrepublik Deutschland für die vierte Überprüfungs-konferenz im Mai 2012. Abrufbar unter http://www.bmu.de/service/publikationen/downloads/details/artikel/bericht-der-bundesrepublik-deutschland-fuer-die-vierte-ueberpruefungskonferenz-im-mai-2012/?tx_ttnews%5BbackPid%5D=309 [16.12.2013]. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- BMU, 2012a. Erfahrungsbericht zum Erneuerbare-Energien-Wärme-gesetz (EEWärmeG-Erfahrungsbericht) gemäß § 18 EEWärmeG vorzulegen dem Deutschen Bundes-tag durch die Bundesregierung. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin.
- BMU, 2012b. Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin.
- BMU, 2012c. Zeitreihen zur Entwicklung der Kosten des EEG. Unter Verwendung von durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) veröffentlichter Daten. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- BMU, 2013a. Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland, Berlin, Juli 2013. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- BMU, 2013b. Zeitreihe zur Entwicklung der EEG Kosten, Stand 15. Oktober 2013, abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/datenservice/zeitreihen-entwicklung-ab-1990/> [12.03.2014]. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- BMU, 2013c. Marktanreizprogramm - Bilanz Förderjahr 2012. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin.
- BMU, 2013d. Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin.

- BMU/BMELV, 2010. Nationaler Biomasseaktionsplan für Deutschland - Beitrag der Biomasse für eine nachhaltige Energieversorgung, Berlin, September 2010. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz.
- BMU/UBA, 2013. Umweltbewusstsein in Deutschland 2012: Ergebnisse einer repräsentativen Bevölkerungsumfrage. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und Umweltbundesamt.
- BMVBS, 2013a. Bestandsaufnahme zur Energie- und Klimaschutzentwicklung - Monitor 2012 / Gebäude und Verkehr. Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung.
- BMVBS, 2013b. Maßnahmen zur Umsetzung der Ziele des Energiekonzepts im Gebäudebereich – Zielerreichungsszenario – (No. Nr. 03/2013). Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung.
- BMVBS, 2013c. Die Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung. Energie auf neuen Wegen. Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung.
- BMWi, 2008. Monitoring-Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität (Monitoring-Bericht). Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Berlin.
- BMWi, 2011a. 2. Nationaler Energieeffizienz-Aktionsplan (NEEAP) der Bundesrepublik Deutschland Gemäß EU-Richtlinie über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen (2006/32/EG) sowie Gesetz über Energiedienstleistungen und andere Energieeffizienzmaßnahmen (EDL-G). Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie.
- BMWi, 2011b. Monitoring-Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität (Monitoring-Bericht). Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Berlin.
- BMWi, 2012. Monitoring-Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität (Monitoring-Bericht). Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Berlin.
- BMWi, 2013. Bundesbericht Energieforschung 2013. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie.

- 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.
- BMWi/BMU, 2012. Erster Monitoring-Bericht "Energie der Zukunft". Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie und Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin.
- BNetzA, 2010. Monitoringbericht 2010 gemäß § 63 Abs. 4 EnWG i.V.m. § 35 EnWG. Bundesnetzagentur, Bonn.
- BNetzA, 2011. Genehmigung des Szenariorahmens 2011. Bundesnetzagentur.
- BNetzA, 2012a. Genehmigung des Szenariorahmens 2012. Bundesnetzagentur.
- BNetzA, 2012b. Bundesnetzagentur (BNetzA): Erlösobergrenzen. Persönliche E-Mail vom 17.09.2012.
- BNetzA, 2013a. Bericht der Bundesnetzagentur über die Auswirkungen der Sonderregelungen für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz gemäß § 37 GasNZV an die Bundesregierung (Biogasmonitoringbericht). Bundesnetzagentur, Bonn.
- BNetzA, 2013b. E-mailkorrespondenz. Bundesnetzagentur.
- BNetzA, 2013c. Amtsblatt der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (No. 24/13). Bundesnetzagentur.
- BNetzA, 2013d. Genehmigung des Szenariorahmens 2013. Bundesnetzagentur.
- BNetzA, 2013e. Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2012/13. Bonn.
- BNetzA, 2013f. Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2015/2016 und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalyse. Bundesnetzagentur, Bonn.
- BNetzA, 2013g. Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2013/2014 und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalyse. Bundesnetzagentur, Bonn.
- BNetzA, 2013h. Kraftwerksliste Bundesnetzagentur zum erwarteten Zu- und Rückbau 2013 bis 2018. Abrufbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskap

- azitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html [05.02.2014]. Bundesnetzagentur.
- BNetzA, 2013i. Stand des Ausbaus von Energieleitungen nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) zum dritten Quartal 2013. Bundesnetzagentur, Bonn.
- BNetzA, 2013j. Erlösobergrenzen des Fern- und Verteilnetzes übermittelt als Email. Bundesnetzagentur, Bonn.
- BNetzA, 2014a. Datenmeldungen sowie EEG-Vergütungssätze: Monatliche Veröffentlichung der PV-Meldezahlen sowie EEG-Vergütungssätze für PV-Anlagen. Online verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1931/DE/Sachgebiete/Elektrizitaetund-Gas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Photovoltaik/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze_node.html#doc405794bodyText2 [11.03.14]. Bundesnetzagentur, Bonn.
- BNetzA, 2014b. Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste (KWSAL) der Bundesnetzagentur. Bundesnetzagentur.
- BNetzA/BKartA, 2012. Monitoringbericht 2012 gemäß § 63 Abs. 3 i.V.m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i.V.m. § 53 Abs. 3 GWB. Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, Bonn.
- BReg, 2010. Bundesregierung beschließt Nachhaltigkeits-Programm für Bundesverwaltung. Bundesregierung.
- BReg, 2011a. Kabinettsbeschluss zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ vom 19.10.2011. Abrufbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/M-O/monitoring-prozess-energie-der-zukunft,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> [03.03.2014]. Bundesregierung.
- BReg, 2011b. Energiepaket. Bundesregierung.
- BReg, 2013. Mitteilung der Regierung der Bundesrepublik Deutschland an die Europäische Kommission. Pilotverfahren 5043/13ENER. Hier: Umsetzung der Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2012 zur Energieeffizienz, zur Änderung der Richtlinien 2009/125/EG und 2010/30/EU und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG. Bundesregierung.

- BReg, 2014a. A domestic EU 2030 greenhouse gas emission reduction target of at least 40%. Abrufbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eeg-pruefverfahren-brief-an-oettinger,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> [04.03.2014]. Bundesregierung.
- BReg, 2014b. Eckpunkte für die Reform des EEG vom 21. Januar 2014. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eeg-reform-eckpunkte,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> [11.03.2014]. Bundesregierung, Berlin.
- BReg, 2014c. Anlage zu den “Eckpunkten für die Reform des EEG” vom 21. Januar 2014. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eeg-reform-eckpunkte-anlage,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> [11.03.14]. Bundesregierung, Berlin.
- Bringezu, S., Bleischwitz, R., 2009. Sustainable Resource Management - Global trends, visions and policies. Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH.
- Bundestag, 2011. 13. Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes, Bundesnetzagentur, Berlin.
- Bundestag, 2012. Deutscher Bundestag 17. Wahlperiode: Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Oliver Krischer, Hans-Josef Fell, Bärbel Höhn, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN – Drucksache 17/11479 – Zubau der Kraft-Wärme-Kopplung im Jahr 2013, Drucksache 17/11775. Deutscher Bundestag, Berlin.
- 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.
- Colborn, T., Kwiatkowski, C., Schultz, K., Bachran, M., 2011. Natural Gas Operations from a Public Health Perspective. Human and Ecological Risk Assessment: An International Journal 17, 1039–1056.
- consentec/r2b, 2010. Voraussetzungen einer optimalen Integration erneuerbarer energien in das Stromversorgungssystem. Consentec und r2b energy consulting.

- Cornell University, INSEAD, WIPO, 2013. The Global Innovation Index 2013: The Local Dynamics of Innovation, Geneva, Ithaca, and Fontainebleau.
- DBFZ, 2013. Stromerzeugung aus Biomasse 03MAP250 Zwischenbericht. Deutsches Biomasseforschungszentrum, Leipzig.
- De Perthuis, C., Tritignon, R., 2013. Governance of CO2 markets: Lessons from the EU ETS. In: Working Paper Series n°2013-07, Les Cahiers de la Chaire Economie du Climat.
- DEHSt, 2013. Die Reform des europäischen Emissionshandels im Kontext der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele der Europäischen Union. Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt.
- Den Boer, E., Aarnink, S., Kleiner, F., Pagenkopf, J., 2013. Zero emissions trucks: An overview of state-of-the-art technologies and their potential, Delft, CE Delft.
- dena, 2005. dena-Netzstudie - Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Deutsche Energie-Agentur, Köln.
- dena, 2008. Kurzanalyse der Kraftwerksplanung in Deutschland bis 2020. Deutsche Energie-Agentur.
- dena, 2010a. dena-Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick auf 2025. Deutsche Energie-Agentur, Berlin.
- dena, 2010b. Kurzanalyse der Kraftwerksplanung in Deutschland bis 2020 (Aktualisierung). Deutsche Energie-Agentur.
- dena, 2012. dena - Verteilnetzstudie - Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. Deutsche Energie-Agentur, Berlin.
- Department of Energy and Climate Change, 2013. Annual Report on Fuel Poverty: Statistics 2013 (S. 95). London, UK.
- Destatis, 2010. Jahresrechnungsergebnisse der kommunalen Haushalte 2010. Statistisches Bundesamt, Wiesbaden.
- Destatis, 2012a. Bautätigkeit und Wohnungen, Bestand an Wohnungen, 31. Dezember 2011 (No. Fachserie 58, Reihe 3,). Statistisches Bundesamt, Wiesbaden.

- Destatis, 2012b. Staatliche Haushalte: Einnahmen der Stadtstaaten aus Konzessionsabgaben 2000 bis 2009. Wiesbaden, 2012. Statistisches Bundesamt.
- Destatis, 2012c. Jahresrechnungsergebnisse der kommunalen Haushalte. Aufgabenbereich Wirtschaftliche Unternehmen, allgemeines Grund- und Sondervermögen, Einnahmen aus Konzessionsabgaben. Wiesbaden, 2012. Statistisches Bundesamt.
- Destatis, 2012d. Erhebung über Stromabsatz und Erlöse der Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Wiesbaden, 2012. Statistisches Bundesamt.
- Destatis, 2013a. Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen. Inlandsproduktberechnung. Detaillierte Jahresergebnisse 2012. (No. Fachserie 18, Reihe 1.4). Statistisches Bundesamt, Wiesbaden.
- Destatis, 2013b. Erhebung über Stromabsatz und Erlöse der Elektrizitätsversorgungsunternehmen sowie der Stromhändler. Statistisches Bundesamt, Wiesbaden.
- Destatis, 2013c. Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe sowie im Bergbau und in der Gewinnung von Steinen und Erden (No. Fachserie 4, Reihe 6.4). Statistisches Bundesamt, Wiesbaden.
- Destatis, 2013d. Fachserie 14 Reihe 4: Finanzen und Steuern. Statistisches Bundesamt, Wiesbaden.
- Destatis, 2013e. Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen. Bruttoinlandsprodukt, Bruttonationaleinkommen, Volkseinkommen. Lange Reihen ab 1950. Wiesbaden, 2012. Statistisches Bundesamt, Wiesbaden.
- Destatis, 2013f. Erhebung über Aufkommen und Abgabe von Gas sowie Erlöse der Gasversorgungsunternehmen und der Gashändler. Statistisches Bundesamt, Wiesbaden.
- Destatis, 2014a. Monatsberichte über die Elektrizitätsversorgung, Erfassungsbogen 066, monatlich. Statistisches Bundesamt, Wiesbaden.
- Destatis, 2014b. Wirtschaftsbereiche - Flächennutzung. Abrufbar unter <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/LandForstwirtschaftFische-rei/Flaechennutzung/Tabellen/Bodenflaeche.html;jsessionid=8A91FA731F6965F18C20259CA417C9BD.cae2> [27.01.2014]. Statistisches Bundesamt, Wiesbaden.

- Deutsche WindGuard, 2013. Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland. Im Auftrag von Bundesverband WindEnergie (BWE) und Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau (VDMA), Varel.
- DEWI, 2014. Windenergienutzung in Deutschland. Online verfügbar unter <http://www.dewi.de/dewi/index.php?id=47&L=1&id=47> [11.03.14]. Deutsches Windenergie Institut GmbH.
- Di Giulio, D., Wilkin, R., Miller, C., Oberley, G., 2011. Investigation of Ground Water Contamination near Pavillion, Wyoming. U.S. Environmental Protection Agency.
- DIW, 2013. Verkehr in Zahlen 2012/13. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Berlin.
- DLR, IWES, IfnE, 2012. Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Berlin, 2012. Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik und Ingenieurbüro für neue Energien.
- DuS, 2014. Verbraucherportal zum Thema Dämmung und Sanierung aufrufbar unter www.daemmen-und-sanieren.de/daemmung/kosten/fassade [11.03.14].
- EEX, 2014. Spotmarkt und Terminmarktdaten für European Emission Allowances. Abrufbar unter <https://www.eex.com/de/marktdaten/emissionsrechte> [04.03.2014]. European Energy Exchange, Leipzig.
- EIA, 2013a. Quarterly Coal Report, January -March 2013. US Energy Information Administration, Washington DC.
- EIA, 2013b. Annual Energy Outlook 2013 with Projections to 2040. US Energy Information Administration, Washington DC.
- Einig, K., Heilmann, J., Zaspel, B., 2011. Wie viel Platz die Windkraft braucht. Neue Energie 34–37.
- EIO, 2010. Eco-Innovation Observatory - Methodological report. Eco-Innovation Observatory.
- EnEG, 2013. Viertes Gesetz zur Änderung des Energieeinsparungsgesetzes.
- EnEV, 2014. Zweite Verordnung zur Änderung der Energieeinsparverordnung.

- ENTSO-E, 2009-2012. System Adequacy Retrospect 2009-2012. European Network of Transmission System Operators for Electricity.
- 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.
- EU, 2009. RICHTLINIE 2009/28/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG.
- EU-Kommission, 2014a. Structural reform of the European carbon market. Abrufbar unter http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/reform/index_en.htm [03.03.2014].
- EU-Kommission, 2014b. Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen. Ein Rahmen für die Klima- und Energiepolitik im Zeitraum 2020-2030. COM(2014) 14 final, Brüssel, den 22.1.2014.
- EU-Kommission, 2014c. Innovation Union Scoreboard 2014.
- EWärmeG, 2013. Eckpunkte für eine Novellierung des EWärmeG nach Kabinettsbeschluss vom 11. Juni 2013. Staatsministerium Baden-Württemberg, Stuttgart.
- Ewen, C., Borchardt, S., Richter, S., Hammerbacher, R., 2012. Risikostudie Fracking. (Risikostudie des Expertenkreises aus dem Informations- und Dialogprozess der ExxonMobil Production Deutschland GmbH). Neutraler Expertenkreis „Sicherheit und Umweltverträglichkeit der Fracking-Technologie für die Erdgasgewinnung aus unkonventionellen Quellen“.
- EWK, 2012. Löschel, Andreas, Georg Erdmann, Frithjof Staiß und Hans-Joachim Ziesing: Stellungnahme zum ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2011, Expertenkommission zum Monitoring-Prozess Energie der Zukunft. Berlin, Mannheim, Stuttgart.
- FGW, 2013. Technische Daten unterschiedlicher Windkraftanlagenhersteller. Aufrufbar unter http://www.wind-fgw.de/eeg_referenzertrag.htm [03/2014]. Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien.

- FNR, 2011. Standard-THG-Emissionen für Biokraftstoffe. Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe, Gülzow-Prüzen.
- FNR, 2013. Daten und Fakten: Tabelle der Anbaufläche für nachwachsende Rohstoffe 2013. Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe.
- Foster, J., Greer, J., Thorbecke, E., 1984. A Class of Decomposable Poverty Measures. *Econometrica*, 52(3), 761–766.
- Fraunhofer ISI, 2013. Klobasa, M., Sensfuß, F.: CO₂-Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Jahr 2010 und 2011. Gutachten Bericht für die Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) im Auftrag des Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW). Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Karlsruhe, Mai 2013.
- Fraunhofer ISI, Öko-Institut e.V., Ecofys, 2012. Kosten-/Nutzen-Analyse der Einführung marktorientierter Instrumente zur Realisierung von Endenergieeinsparungen in Deutschland (Endbericht No. 36/10). Karlsruhe, Freiburg, Berlin,.
- FrondeI, M., Peters, J., Vance, C., 2008. Identifying the rebound: Evidence from a German household panel, *The Energy Journal* 29(4), 154-163.
- FrondeI, M., Ritter, N., Vance, C., 2012. Heterogeneity in the rebound effect: Further evidence for Germany, *Energy Economics* 34(2), 461-467.
- FrondeI, M., Schmidt, C.M., 2009. Am Tropf Russlands? Ein Konzept zur empirischen Messung von Energieversorgungssicherheit, *Perspektiven der Wirtschaftspolitik* Vol. 10(1), 79-91.
- GIE, 2014. Transparenzplattform Gas Storage Europe (GSE). Gas Infrastructure Europe, transparency.gie.eu.
- Hau, E., 2008. Windkraftanlagen, 4th ed. Springer, Heidelberg.
- Heindl, P., 2013. Measuring Fuel Poverty: General Considerations and Application to German Household Data. ZEW Discussion Paper, Nr. 13-046.
- Hills, J., 2012. Getting the Measure of Fuel Poverty: Final Report of the Fuel Poverty Review. London.
- HLUG, 2013. Stellungnahme zu vorliegenden Gutachten zum Fracking in Deutschland im Zusammenhang mit dem Aufsuchungsantrag der BNK Deutschland GmbH auf Kohlenwasserstoffe im Erlaubnisfeld „Adler South“ – Handlungsempfehlungen aus geologischer und hydrogeologischer Sicht. Hessisches Landesamt für Umwelt und Geologie, Wiesbaden.

- Horwitt, D., 2011. Cracks in the Façade - 25 years ago, EPA liked "Fracking" to Water Contamination (Paper of the Environmental Working Group).
- IAEA, 2013. The International Nuclear and Radiological Event Scale (INES). Ab-rufbar unter <http://www-ns.iaea.org/tech-areas/emergency/ines.asp> [06.03.2014]. International Atomic Energy Agency.
- IEKP, 2007a. Regierungserklärung des Bundesministers für Umwelt, Natur-schutz und Reaktorsicherheit, Sigmar Gabriel, zur Klimapolitik der Bundesregierung nach den Beschlüssen des Europäischen Rates vor dem Deutschen Bundestag am 26. April 2007 in Berlin. Bulletin der Bundesregierung Nr. 46-1 vom 26. April 2007. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- IEKP, 2007b. Bericht zur Umsetzung der in der Kabinettsklausur am 23./24.08.2007 in Meseberg beschlossenen Eckpunkte für ein Integriertes Energie- und Klimaprogramm. Berlin, Dezember 2007. Bun-desministerium für Wirtschaft und Technologie und Bundesministeri-um für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- IfE, 2012. Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik (IfE), TU München: Erstellen der Anwendungsbilanzen 2010 und 2011 für den Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD). Auftrag der Arbeits-gemeinschaft Energiebilanzen e.V., Berlin. 05.10. 2012.
- IWU und BEI, 2011. Monitoring der KfW-Programme „Energieeffizient Sanie-ren“ 2010 und „Ökologisch / Energieeffizient Bauen“ 2006 – 2010.
- IWU und BEI, 2012. Monitoring der KfW-Programme „Energieeffizient Sanie-ren“ und „Energieeffizient Bauen“ 2011.
- IWU/IFAM, 2013. Monitoring der KfW-Programme „Energieeffizient Sanieren“ und „Energieeffizient Bauen“ 2012. Institut Wohnen und Umwelt GmbH, Fraunhofer-Institut für Fertigungstechnik und Angewandte Ma-terialforschung, Darmstadt, Bremen.
- Jackson, R., Rainey Pearson, B., Osborn, S., Arnell, N., Vengosh, A., 2011. Re-search and policy recommendations for hydraulic fracturing and shale gas extraction. Center on Global Change, Duke University, Durham, USA.
- Jackson, R., Vengosh, A., Darrah, T., Arnell, N., Down, A., Poreda, R., Osborn, S., Zhao, K., Karr, J., 2013. Increased stray gas abundance in a subset of drinking water wells near Marcellus shale gas extraction. Proceedings of the National Academy of Sciences Early Edition.

- Jensch, W., 1987. Energetische und materielle Aufwendungen beim Bau von Energieerzeugungsanlagen, Zentrale und dezentrale Energieversorgung., in: FFE-Schriftreihe Bd. 18. Springer-Verlag.
- KBA, 2013. Der Fahrzeugbestand am 1. Januar 2013. (Pressemitteilung No. Nr. 8/2013). Kraftfahrt-Bundesamt.
- Keil, M., Bock, M., Esch, T., Metz, A., Nieland, S., Pfitzner, A., 2010. CORINE Land Cover, Aktualisierung 2006 für Deutschland. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR).
- KoalIV, 2013. Deutschlands Zukunft gestalten. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD. 18. Legislaturperiode. Berlin.
- Koesler, S., 2013. Catching the rebound: Economy-wide implications of an efficiency shock in the provision of transport services by households, ZEW Discussion Paper No. 13-083, Mannheim, Germany.
- Kohlenwirtschaft, 2013. Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.: 13 . Landinanspruchnahme, Rekultivierung.
- Kunert, U., Radke, S., 2013. Nachfrageentwicklung und Kraftstoffeinsatz im Straßenverkehr: Alternative Antriebe kommen nur schwer in Fahrt. DIW Wochenbericht 50, 13–23.
- Löschel, A., Flues, F., Heindl, P., 2012. Verteilungswirkungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes - Das Erneuerbare-Energien-Gesetz in der Diskussion. Wirtschaftsdienst, 92(8), 515–519.
- Madlener, R., Hauertmann, M., 2011. Rebound effects in German residential heating: Do ownership and income matter?, FCN Working Paper No. 2/2011, Aachen, Germany.
- MAP, 2012. O. Langniß et al.: Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (Marktanreizprogramm) für den Zeitraum 2009 bis 2011. Evaluierung des Förderjahres 2011. Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin.
- Mauch et al., 2010. Allokationsmethoden für spezifische CO₂-Emissionen von Strom und Wärme aus KWK-Anlagen. Energiewirtschaftliche Tagesfragen Vol. 55, Heft 9, S. 12-14, Essen.
- Meiners, G., Denneborg, M., Müller, F., Bergmann, A., Weber, F., Dopp, E., Hansen, C., Schüth, C., 2012a. Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten – Risikobewertung, Handlungsempfehlungen und Evaluie-

zung bestehender rechtlicher Regelungen und Verwaltungsstrukturen (Umweltforschungsplan des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit No. 3711 23 299; UBA-FB 001713). ahu AG Wasser, Boden, Geomatik und IWW Rheinisch-Westfälisches Institut für Wasser – Beratungs- und Entwicklungsgesellschaft mbH, Aachen und Mühlheim a.d. Ruhr.

- Meiners, G., Denneborg, M., Müller, F., Bergmann, A., Weber, F., Dopp, E., Hansen, C., Schüth, C., Pateiro Fernandez, J., Deißmann, G., Filby, A., Barthel, R., Cramer, T., 2012b. Gutachten mit Risikostudie zur Exploration und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten in Nordrhein-Westfalen (NRW) und deren Auswirkungen auf den Naturhaushalt insbesondere die öffentliche Trinkwasserversorgung. Ministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen.
- MIP, 2012. Mannheimer Innovationspanel - Deutsche Innovationserhebung. Mannheimer Innovationspanel.
- Moore, R., 2012. Definitions of fuel poverty: Implications for policy. *Energy Policy*, 49, 19–26.
- MWV, 2013. Straßentankstellen in Deutschland nach Gesellschaften. Abrufbar unter <http://www.mwv.de/index.php/daten/statistikenpreise/?loc=15> [27.01.2014]. Mineralölwirtschaftsverband e.V.
- Neuhoff, K., Bach, S., Diekmann, J., Beznoska, M., El-Laboudy, T., 2012. Steigende EEG-Umlage: Unerwünschte Verteilungseffekte können vermindert werden. *DIW Wochenbericht* 41, 3–12.
- OECD, 2012. STAN STructural ANalysis Database. Abrufbar unter <http://www.oecd.org/sti/ind/stanstructuralanalysisdatabase.htm> [06.03.2014]. Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung.
- Öko-Institut e.V., 2013. mündliche Informationen.
- Olmstead, S., Muehlenbachs, L., Shih, J., Chu, Z., Krupnick, A., 2013. Shale gas development impacts on surface water quality in Pennsylvania. *english* 110, 4962–4967.
- 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.

- Rathert, P., 2009. Energetische Sanierung von Bundesgebäuden.
- Rathjen, H., 2003. Der Grundstücksmarkt für Straßentankstellen Besonderheiten bei der Wertermittlung (im Rahmen einer Paketbewertung) (Studienarbeit). Braunschweig.
- 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.
- RWI, 2013. Erstellung der Anwendungsbilanzen 2011 und 2012 für den Sektor Private Haushalte, Endbericht - Oktober 2013, (Forschungsprojekt im Auftrag der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanz). Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung, Essen.
- Schönberger, U., 2013. Atommüll. Eine Bestandsaufnahme für die BRD. Sorgenbericht der Atommüllkonferenz.
- Sen, A., 1976. Poverty: An Ordinal Approach to Measurement. *Econometrica*, 44(2), 219–231.
- Sorrell, S., Dimitropoulos, J., Sommerville, M., 2009. Empirical estimates of the direct rebound effect: A review, *Energy Policy* 37(4), 1356-1371.
- SRU, 2013. Stellungnahme: Fracking zur Schiefergasgewinnung. Ein Beitrag zur energie- und umweltpolitischen Bewertung. Sachverständigenrat für Umweltfragen.
- Storchmann, 2005. The rise and fall of German hard coal subsidies. *Energy Policy* 33, 1469–1992.
- The New York Times, 2013. Documents: Leaked Industry E-Mails and Reports. Abrufbar unter http://www.nytimes.com/interactive/us/natural-gas-drilling-down-documents-4-intro.html?_r=1& [25.02.2014].
- UBA, 2009. Klimaschutz und Versorgungssicherheit: Entwicklung einer nachhaltigen Stromversorgung. Umweltbundesamt.
- UBA, 2012. Kraftwerke in Deutschland. Datenbank des Umweltbundesamt, Zusammenstellung August 2012. Umweltbundesamt.
- UBA, 2013a. Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2013. Umweltbundesamt.
- UBA, 2013b. Globale Landflächen und Biomasse – nachhaltig und ressourcenschonend nutzen. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau.

- UBA, 2013c. Potenzial der Windenergie an Land. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau.
- UBA, 2013d. Feinstaub (PM10) im Jahr 2012. Umweltbundesamt.
- UBA, 2014a. Luftqualität 2013 - vorläufige Auswertung. Umweltbundesamt.
- UBA, 2014b. Feinstaub. Abrufbar unter <http://www.umweltbundesamt.de/themen/luft/luftschadstoffe/feinstaub> [06.03.2014]. Umweltbundesamt.
- UBA, 2014c. Emissionen von Luftschadstoffen. Website des Umweltbundesamt mit Informationen zu den klassischen Luftschadstoffen. Abrufbar unter <http://www.umweltbundesamt.de/themen/luft/emissionen-von-luftschadstoffen> [25.02.2014]. Umweltbundesamt.
- UCTE, 2000-2008. System Adequacy Retrospect 2000-2008. Union for the Coordination of Transmission of Electricity.
- UFOP, 2011. Biodiesel 2010/2011. Sachstandsbericht und Perspektive – Auszug aus dem UFOP-Jahresbericht. Union zur Förderung von Öl- und Proteinpflanzen e.V.
- UFOP, 2013. Biodiesel 2012/2013. Sachstandsbericht und Perspektive – Auszug aus dem UFOP-Jahresbericht. Union zur Förderung von Öl- und Proteinpflanzen e.V.
- ÜNB, 2011. Aktuelle Angaben der Übertragungsnetzbetreiber zu den Einnahmen- und Ausgabenpositionen nach § 3 AusglMechV i.V. mit § 6 AusglMechAV Stand: 31. Dezember 2011. Übertragungsnetzbetreiber.
- ÜNB, 2012a. Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2013 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5. Übertragungsnetzbetreiber.
- ÜNB, 2012b. Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWK-G) Jahresabrechnung 01.01. - 31.12. 2011 (auf Basis WP-Bescheinigungen). Übertragungsnetzbetreiber.
- ÜNB, 2013a. Entwicklung der Förderung nach dem KWK-G im Zeitraum 2004 – 2018,. Übertragungsnetzbetreiber.
- ÜNB, 2013b. EE-Anlagenstammdaten gemäß §52 EEG. Abrufbar unter netztransparenz.de [05.03.2014]. Übertragungsnetzbetreiber.
- ÜNB, 2013c. Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2012 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5. Übertragungsnetzbetreiber.

- ÜNB, 2014. Aktuelle Angaben der Übertragungsnetzbetreiber zu den Einnahmen- und Ausgabenpositionen nach § 7 (1) Nr. 1 AusglMechV (Konto-stand 31.12.2013). Übertragungsnetzbetreiber.
- VDN, 2000-2007. Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2000-2007. Verband der Netzbetreiber e. V. beim VDEW.
- Vengosh, A., Warner, N., Jackson, R., Darrah, T., 2013. The effects of shale gas exploration and hydraulic fracturing on the quality of water resources in the United States. *Procedia Earth and Planetary Science* 7, 863 – 866.
- VGB, 2012. Verfügbarkeit von Wärmekraftwerken 2002 - 2011. VGB Power-Tech e.V.
- VKU, 2013. Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland. Verband kommunaler Unternehmen, Berlin.
- WDVS, 2014. Internetseite aufrufbar unter <http://www.heizkosteneinsparen.de/views/verband/profil/index.html> [11.03.14]. Fachverband Wärmedämm-Verbundsysteme e.V.
- WI, 2014. KRESSE - Kritische Ressourcen und Stoffströme bei der Transformation des deutschen Energieversorgungssystems. Abrufbar unter <http://wupperinst.org/projekte/details/wi/p/s/pd/38/> [25.02.2014]. Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH.
- WIPO, 2014. IPC Green Inventory. Abrufbar unter <http://www.wipo.int/classifications/ipc/en/est/> [06.03.2014]. World Intellectual Property Organization.
- Wüstenhagen, R., Wolsink, M., Bürer, M.J., 2007. Social acceptance of renewable energy innovation: An introduction to the concept. *Energy Policy* 35, 2683–2691.
- ZSW, 2013. mündliche Information. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung.
- ZSW/AGEE-Stat, 2013. Zeitreihen der Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Online verfügbar unter: http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Dokumente__PDFs_/ee_energie_daten_agee_stat.xlsm [11.03.2014]. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung und Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien - Statistik.

10 Anhang

Indikator	Definition und Verwendung						IAS5	Datenquelle	Amtliche bzw. halbamtliche Datenquelle	Datenverfügbarkeit
	BReg	Exp	WfWo	Mck	BDI					
Energieversorgung										
Primärenergieverbrauch	nach Energieträgern, in PJ			temperatur- und lagerstandsbereinigt, in PJ	Vergleich zu 2008, % (PJ)		AGEB	Ja	Gut	
			Minderung in Prozent des Etappenziels für 2011				k.A.	k.A.	k.A.	
Endenergieverbrauch	nach Energieträgern, Sektoren und Bruttoendenergieverbrauch, in PJ						AGEB	Ja	Gut	
	Brustromerzeugung nach Energieträgern, Stromverbrauch nach Sektoren, in TWh			Brustromverbrauch in TWh	Stromverbrauch, Vergleich zu 2008, % (TWh)		AGEB	Ja	Gut	
Stromverbrauch, -erzeugung			Minderung Stromverbrauch, in Prozent des Etappenziels für 2011				k.A.	k.A.	k.A.	
Energieeffizienz										
Energieproduktivität	Gesamtwirtschaftliche Primär- und Endenergieproduktivität, temperatur- und lagerstandsbereinigt, EUR/GJ	Gesamtwirtschaftliche Primär- und Endenergieproduktivität, EUR/GJ			Energieproduktivität BIP/PEV (2008 = 100 %)		AGEB	Ja	Gut	
Stromproduktivität		Gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität					Details, AGEb	Ja	Gut	
Energieeffizienz im Sektor Industrie	Temperaturbereinigte Endenergieproduktivität in der Industrie, EUR BWS/GJ	Industrielle Energieproduktivität					AGEB	Ja	Gut	
Energieintensität der Wirtschaft							Eurostat	Ja	Gut	
							Bruttoinlandsverbrauch an Energie geteilt durch BIP, Öquivalent in kg pro 1000EUR			

Indikator	Definition und Verwendung				Datenquelle		Daten- verfüg- barkeit		
	BReg	Exp	WfWo	Mck	BDI	IASS			
Energieeffizienz im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	Temperaturbereinigte Endenergieproduktivität von GHD, EUR BWS/GJ	Energieproduktivität im Sektor GHD Index (1991 = 100)					AGEB	Ja	Gut
Energieverbrauch der Haushalte		Endenergieverbrauch, PJ, Spezifischer Energieverbrauch, kWh/m ²					Destatis, AGEB	Ja	Gut
Investitionen im Bereich Energieeffizienz	Investitionen, Mio. EUR						Destatis	Ja	Gut
Erneuerbare Energien									
Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch	Prozent des Bruttoendenergieverbrauchs						BMU, AGE-Stat	Ja	Gut
					Prozent des Bruttoendenergieverbrauchs		Eurostat	Ja	Gut
Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Primärenergieverbrauch					Etappenziel 2011: 12%		k.A.	k.A.	k.A.
	Ausbau der erneuerbaren Energien nach Sektoren	GWh					BMU	Ja	Gut
Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch	Prozent des Bruttostromverbrauchs						BMU	Ja	Gut
					Prozent des Bruttostromverbrauchs		BMU	Ja	Gut
Anteil erneuerbare Energien am Stromverbrauch					Etappenziel 2011: 20% an den EE		k.A.	k.A.	k.A.
Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung nach Technologien	GWh						BMU	Ja	Gut
Installierte Anlagenleistung der erneuerbaren Energien nach Sparten		MW					BMU	Ja	Gut
	Vergütungszahlungen und Differenzkosten	Mrd. EUR					BMU, AGE-Stat	Ja	Gut
EEG-Umlage	EURct/kWh						ÜNB	(Ja)	Gut
			EURct/kWh				k.A.	k.A.	k.A.
Privilegierte Strommenge im Rahmen der EEG-Umlage	Anzahl begünstigte Unternehmen, Privilegierte Strommenge in GWh						BAFA	Ja	Gut
	Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Stromerzeugung (Dieser Indikator bezieht sich auf verschiedene Studien, deren Methodik teilweise nicht nachvollziehbar ist)	EURct/kWh					Verschiedene Studien	Nein	Mittel

Indikator	Definition und Verwendung					Amfliche bzw. halbamtliche Datenquelle	Datenverfügbarkeit
	BReg	Exp	W/VO	MCK	BDI		
Jährliche Wachstumsrate der installierten Stromerzeugungsleistung von erneuerbaren Energien					Installierte Stromerzeugungsleistung, jährliche Wachstumsrate, %	BMU	Gut
Installierte Leistung Offshore-Windanlagen				GW		NREAP, BMU, offshore-windenergie.net, Presse	Gut
Solar PV-Ausbau		MW				Bundesregierung, Stiftung Offshore-Windenergie	Gut
Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme						BNetzA, BMU	Gut
Anteil der erneuerbaren Energien am Kraftstoffverbrauch		%				BMU	Gut
Kraftwerke					%	BMU	Gut
Leistung der an das deutsche Netz angeschlossene Erzeugungskapazitäten	GW				Installierte Kapazität von Solar-PV-Anlagen in GW	BNetzA, ÜNB	Gut
Leistungsblanz		GW				ÜNB	Gut
Kraftwerksreserve/ -defizit					Nicht genutzte Stromerzeugungskapazität, die bei Versorgungsengpässen abgerufen wird (in Prozent des Spitzenverbrauchs)	k.A.	k.A.
Gesicherte Reservemarge					Gesicherte Reservemarge in %	ENTSO-E, BMU, BNetzA, Powervision	Gut
Gesicherte Erzeugungsleistung					Verbleibende gesicherte Erzeugungskapazität bei Höchstlast, %	ENTSO-E	Gut
Gesicherte Leistung im Verhältnis zur Energie nachfrage bei Spitzenlast						BDEW	Gut
Kraftwerke auf Basis erneuerbarer Energieträger, die nach dem EEG vergütungsfähig sind	GW					k.A.	k.A.
Kraftwerksbestand nach Bundesländern	Angabe der gesamten installierten Leistung in GW					BNetzA, ÜNB	Gut

Indikator	Definition und Verwendung					Amtliche bzw. halbamtliche Datenquelle	Datenverfügbarkeit
	BReg	Exp	WtWo	Mck	Bdi		
Regionale Verteilung von Kraftwerksbauten und Stilllegungen		MW				BNetzA	Gut
Kraftwerksplanung	Bau und Planung konventioneller Kraftwerke, inkl. Pumpspeicherkraftwerke in GW	Daragebotsunabhängige Kraftwerksplanung, MW				BNetzA	Gut
Nettoentwicklung der Erzeugungskapazität					Gep plante Entwicklung, 2011/12: Netozubau 2012-2015, 2013: Netozubau 2013-2018, MW	BNetzA	Gut
Stromspeicher	Bestand, Bau und Planung von Pumpspeicher-kraftwerken in GW				Installierte Kapazität, GW	BNetzA	Gut
Marktanteile	Anteil der vier größten Stromerzeuger an der konventionellen Kraftwerksleistung und an der konventionellen Stromerzeugung, Prozent					Eurostat	Gut
Inanspruchnahme der Kaltreserve					Konzentrationsrate der 4 größten Unternehmen, % der Netto-Elektrizitäts-erzeugung	BNetzA	Gut
Netze					Anzahl der Inanspruchnahmen pro Jahr	BNetzA	Gering
Netz-Bestand und Netzausbau nach Bundesländern	Stromkreislänge der Höchst- und Hochspannungs-netze, km					BNetzA	Gut

Indikator	Definition und Verwendung					IASS	Datenquelle	Amtliche bzw. halbamtliche Datenquelle	Datenverfügbarkeit
	BReg	Exp	WIWO	MCK	BDI				
Ausbau Übertragungsnetze Strom					Ausbau EnLAG, Anzahl der Projekte im Zeitplan oder abgeschlossen		BNetzA, EnLAG	Ja	Gut
Netz-Investitionen	Investitionen in Neu- und Ausbau sowie Erhalt und Erneuerung von Stromnetzen, Mio. Eur			Ausbau der Transportnetze in km			Presse, EnLAG, BNetzA, www.netzausbau.de	(Ja)	Gut
Ausbau Verteilnetze Strom	Investitionen in Neu- und Ausbau sowie Erhalt und Erneuerung von Stromnetzen, Mio. Eur	Mrd. EUR			Wert derzeit nicht bekannt		BNetzA, BDEW, BNetzA/BkartA	(Ja)	Gut
Netz-Stabilität	Kosten für Systemdienstleistungen, Mio. Eur						BNetzA	Ja	Gut
Kosten Netzeingriffe				Kosten durch Netzeingriffe (Redispatch und Counterrading) in EUR pro MWh Strom aus fluktuierenderen erneuerbaren Energien (Solar/Wind)			BMU, BNetzA	Ja	Gut
Netz-Qualität	SAIDI Strom, Minuten			Ausfall der Stromversorgung eines Haushaltes, gemessen in Minuten von Ausfällen > 3 Min.	SAIDI - Strom, Minuten pro Jahr	SAIDI	BNetzA	Ja	Gut
Minuten ohne Strom pro Jahr			k.A.				k.A.	k.A.	k.A.
Zahl der Netzausfälle			k.A.				k.A.	k.A.	k.A.
Intelligente Netze und Zähler	Investitionen und Aufwendungen der VNB für Mess-, Steuer- und Kommunikationseinrichtungen, Mio. Eur				Anzahl der Messsysteme nach § 21L-EnWG n.F. in Mio.		BNetzA	Ja	Gut

Indikator	Definition und Verwendung					Datenquelle	Amtliche bzw. halbamtliche Datenquelle	Datenverfügbarkeit
	BReg	Exp	WtWo	MCK	BDI			
Netz-Verbund-, Monatliche Stromexporte und -importe	Physikalische Stromflüsse in Grenzkuppelstellen, TWh	GWh				ENTSO-E	(Ja)	Gut
Nettoimporte Strom					Nettoimporte, TWh	Destatis	Ja	Gut
Offshore-Windparks ohne Netzanschluss					Erzeugungseistung ohne Netzanschluss, MW	Deutsches Windenergie-Institut	Nein	Gering
Verzögerte Anbindung Offshore-Windparks				Anzahl von Offshore-Windparks, deren Inbetriebnahme sich aufgrund von Verzögerungen beim Netzanschluss verspätet		4c Offshore, Presse	Nein	Gering
Installierte Leistung DSM/DRM					Wert derzeit nicht bekannt bzw., keine kontinuierliche Zeitreihe vorhanden; Monitoringbericht der Bundesnetzagentur als mögliche zukünftige Quelle	k.A.	k.A.	k.A.
Netzstabilität Gas (SAIDI)					SAIDI - Gas, Minuten pro Jahr	BNetzA	Ja	Gut
Nettoimporte Gas					Nettoimporte, TWh	Destatis	Ja	Gut
Gebäude								
Entwicklung des Energieverbrauchs für Wärme in privaten Haushalten	kWh/qm					AGEB_Destatis	Ja	Gut
Spezifische Endenergieverbräuche (Heizung und Warmwasser) der Haushalte	TWh, kWh/qma					AGEB	Ja	Gut

Indikator	Definition und Verwendung					Datenquelle	Amtliche bzw. halbamtliche Datenquelle	Datenverfügbarkeit
	BReg	Exp	WIWo	Mck	BDI			
Sanierungsrate für Gebäude					Wert derzeit nicht bekannt, im Rahmen des Monitoring-Ansatzes der Bundesregierung wird aber Veröffentlichung erwartet	k.A.	k.A.	k.A.
Jahresquote energisanzierter Häuser								
Flächenentwicklung von Gebäuden	Mrd. qm						Anzahl der energisanierten Wohneinheiten bezogen auf den Gesamtbestand an Wohnungen	Mittel
Investitionen in den Gebäudesektor	Bauvolumen nach Baubereichen, Mrd. EUR							Gut
Verkehr								
Endenergieverbrauch im Sektor Verkehr	PJ	PJ; Spezifischer Energieverbrauch, Index (1991 = 100)			Endenergieverbrauch, Vergleich zu 2005, % (PJ)	AGEB	Ja	Gut
Bestand an Elektrofahrzeugen	Anzahl mehrspurige Elektrofahrzeuge mit der Antriebsart Elektro (Strom) und Brennstoffzelle				Zugelassene Fahrzeuge, Anzahl, Pkw-Bestand nach ausgewählten Kraftstoffarten (jeweils zum 1. Januar des Folgejahres)	KBA	Ja	Gut
Kraftstoffverbrauch neu zugelassener Pkw und Kombi	l/100km					KBA	Ja	Gut
Durchschnittlicher CO2-Ausstoß pro km (neue PKW)					CO2-Ausstoß, g/km	KBA	Ja	Gut
Verkehrleistung	Personen- (Mrd. Personenkilometer) und Güterverkehr (Mrd. tkm)					BMWBS, DIW	(Ja)	Gut
Entwicklung der CO2-Emissionen im Flugverkehr					Emissionen der zivilen Luftfahrt als CO2-Äquivalent	EEA	Ja	Gut
Treibhausgasemissionen								
CO2- und Treibhausgasemissionen	Mio. t CO2-Äquivalente				CO2-Äquivalente (Mt CO2e)	UBA	Ja	Gut

Indikator	Definition und Verwendung					Anteilige bzw. halbamtliche Datenquelle	Datenverfügbarkeit
	BReg	Exp	WfWfo	Mck	BDI		
Minderung CO ₂ -Emissionen			In Prozent des Etappenziels für 2011		Treibhausgasausstoß (CO ₂ -Äquivalent) im Vergleich zu 1990 in %	EEA	Gut
Treibhausgasemissionen nach Quellgruppen	Mio. t CO ₂ -Äquivalente					k.A.	k.A.
Vermiedene Emissionen durch erneuerbare Energien	Mio. t CO ₂ -Äquivalente					UBA	Gut
Energiepreise und -kosten							
Preisentwicklung energetischer Rohstoffe und Emissionszertifikate	Weltmarkt- und Einfuhrpreise von Energierohstoffen, Index, 1991=100					BAFA/MMV	Gut
Erdgaspreis für Haushaltskunden	EURct/kWh					BMWJ, Destatis	Gut
Erdgaspreis für Gewerbe- und Industriekunden	EURct/kWh exkl. MWSt.					Eurostat	Gut
Mineralölpreise	EUR/100 l					k.A.	k.A.
Strompreise auf dem EEX-Terminmarkt	Ermittelt als Monatsmittelpunkte, EUR/MMWh, Phelix-Futures, Basel, YearFuture					EEX	Gut
Strompreis für Haushaltskunden	EURct/kWh					BDEW	Gut
Strompreise für Gewerbe- und Industriekunden	Abnahmefall für Mittelspannungsige Versorgung, Abnahme von 100 kW/1.600h bis 4.000 kW / 5.000h ohne Entlastungsregelung, EURct/kWh					BDEW	Gut
Strompreis für stromintensive Industriekunden (Einzelstudie)	EURct/kWh					Frontier/EWI	Mittel
Haushaltsstrompreis				Abweichung der Haushaltsstrompreise in Deutschland vom EU-Durchschnitt in %		HEPI vasaet und e-control "Household Energy Price Index"	Gut
Industriestrompreis				Abweichung der Industriestrompreise in Deutschland vom EU-Durchschnitt in %		Eurostat	Gut
Strompreis für Haushalte mittlerer Größe						Eurostat	Gut
Strompreis für industrielle Verbraucher						Eurostat	Gut

Indikator	Definition und Verwendung					IASS	Datenquelle	Amtliche bzw. halbamtliche Datenquelle	Datenverfügbarkeit
	BReg	Exp	WtWo	M&K	BDI				
Energiekosten Haushalte	Jährliche Energiekosten und Energiekostenanteile am Nettoeinkommen, Ein-Personen-Haushalt, Vier-Personen-Haushalt, zusätzlich einkommensschwache Kosten in EUR, Anteil am Nettoeinkommen in Prozent						BMWi	Ja	Gut
Energiekosten Industrie	Mrd. EUR						BMWi, AGEeb, Destatis	Ja	Gut
Anteil der Energiekosten am Haushaltseinkommen					Energieausgaben, % des Haushaltseinkommens (ohne Verkehr)		Destatis	Ja	Gut
Anteil Energiekosten an Haushaltsausgaben in Deutschland		Prozent					k.A.	k.A.	k.A.
Anteil Energiekosten am Bruttoproduktionswert im Verarbeitenden Gewerbe	Prozent				Energieausgaben, % des Bruttoproduktionswertes		Destatis, BMWi	Ja	Gut
Anteil der Energiekosten an der Bruttowertschöpfung energieintensiver Industrien						Prozent	Destatis	Ja	Gut
Europäische Erdgaspreise für private Haushalte	EURct/AWh, UK, EU, D, F, I, DK						Eurostat	Ja	Gut
Europäischer Erdgas Industrie	EURct/AWh, exkl. MWSt., UK, EU, D, F, I, DK						Eurostat	Ja	Gut
Europäische Strompreise für private Haushalte	EURct/AWh, UK, EU, D, F, I, DK				Strompreis, EURct/kWh, inkl. Steuern		Eurostat	Ja	Gut
Europäische Strompreise für mittelgroße Industrie- und Gewerbebetriebe	EURct/AWh, exkl. MWSt., UK, EU, D, F, I, DK, Verbrauch 70.000 bis 150.000 MWh/a				Strompreis, EURct/AWh, Ø-Preise für das erste Halbjahr exkl. Steuern		Eurostat	Ja	Gut
Strompreis private Haushalte im EU-Vergleich	Mrd. EUR	EURct/kWh					k.A.	k.A.	k.A.
Strompreis Industrie im EU-Vergleich		EURct/kWh					k.A.	k.A.	k.A.
Kosten der Primärenergiebereitstellung							BMWi, AGEeb	Ja	Gut
Nicht eingespeiste Arbeit Erneuerbarer Energien (Dumped Energy)					Ausfallarbeit ("Dumped Energy"), in GWh nach § 11 EEG		BNetzA	Ja	Gut
Wärmekosten für Endverbraucher						EUR	Heizspiegel	Nein	Gering
Mobilfunkkosten						Preisänderung in Prozent ggü. 2010	Destatis	Ja	Gut

Indikator	Definition und Verwendung						Amfliche bzw. halbamtliche Datenquelle	Datenverfügbarkeit	
	BRReg	Exp	WfWo	McK	BDJ	IASS			
KfW-induzierte Investitionen	Förderprogramme im Bereich energetische Sanierung und Neubau, Mrd. EUR						KfW	Ja	Gut
Investitionen in erneuerbare Energien	Mrd. EUR						BMU	Ja	Gut
Anzahl der Beschäftigten in der Energiewirtschaft	Tsd. Beschäftigte					Tsd. Beschäftigte	Destatis	Ja	Gut
Beschäftigung durch erneuerbare Energien	Tsd. Beschäftigte			Anzahl der Arbeitsplätze im Bereich der erneuerbaren Energien			DLR	Nein	Gut
Arbeitsplätze in stromintensiven Industrien				Anzahl der Arbeitsplätze im Bereich stromintensive Industrien (mind. 10% Bruttowertschöpfung entfällt auf Stromkosten)		Tsd. Beschäftigte, keine eindeutige Definition der Wirtschaftszweige	BMU	Ja	Gut
Revealed Comparative Advantage (RCA) für ausgewählte energieintensive Industrien						Export-Import-Relation	UN COMTRADE	Ja	Gut
Revealed Comparative Advantage (RCA) für ausgewählte Unternehmen aus dem Bereich der erneuerbaren Energien						Export-Import-Relation	UN COMTRADE	Ja	Gut
Geschäftsklimaindex der Energiebranche						Geschäftsklima-Index Regenerative Energiewirtschaft	IWR	Nein	Gering
Innovationsindex der deutschen Energiewirtschaft						Innovationsindex der 15 führenden europäischen Unternehmen der Energiewirtschaft	ESMT	Nein	Gering
Umweltwirkungen des Energiesystems									
Flächenanspruchnahme des Energiesystems		ha					Jensch, UBA, Kohlewirtschaft, BMU, BLWE, ISET/IMET, ZSW, FNR, DBFZ	(Ja)	Gut
Flächenverbrauch für Energieinfrastruktur in Naturschutzgebieten						Betrachtung von Natura 2000-Gebieten	k.A.	k.A.	k.A.

Indikator	Definition und Verwendung				Anpflichtige bzw. halbamtliche Datenquelle	Datenverfügbarkeit
	BReg	Exp	WIMo	Mck		
Emissionen von klassischen Luftschadstoffen		t			UBA	Gut
„Akzeptanz (Befragung)“						
Industrie						
Relevanz der Energiewende für die Industrieunternehmen				Einschätzung - Relevanz	IW Köln	Nein
Gewährleistung der Versorgungssicherheit				Erwartung - Versorgungseinträchtigung	IW Köln	Nein
Kostensteigerung durch Energiewende				Erwartung - Kostensteigerung	IW Köln	Nein
Marktochancen durch Energiewende				Erwartung - Marktchancen	IW Köln	Nein
Gesellschaft						
Relevanz der Energiewende für die Bevölkerung				Einschätzung - Relevanz	GfK	Nein
Akzeptanz der Energiewende in der Bevölkerung				Akzeptanz Bevölkerung	GfK	Nein
Akzeptanz von Großprojekten in der Bevölkerung				Akzeptanz Großprojekte	GfK	Nein
Akzeptanz Strompreiserhöhung				Akzeptanz einer Strompreiserhöhung	GfK	Nein
Akzeptanz der Energiewende			In Prozent der Bevölkerung		k.A.	k.A.
„Gemeinschaftsnetzwerk Energiewende“						
Wahrnehmung der Energiewende in der Bevölkerung in Deutschland				Befragungen	UBA, BfN	Ja
Gründungszahlen von Energiegenossenschaften				Anzahl	KNI	Nein
Breitenwirkung				Mitgliedzahlen von Energiegenossenschaften	DGRV	Nein
Lokale Finanzierung				Anteil regionaler Banken an der Fremdfinanzierung von genossenschaftlich getragenen EE-Anlagen	DGRV	Nein
Inklusivität				Minimumbetrag bei Energiegenossenschaften	DGRV	Nein
Kollaboration				Anteil regionaler EE-Initiativen mit jeweils städtischen und ländlichen Projektpartnern	Daten online vorhanden für z.B. Bioenergie- und 100%-EE-Regionen	Nein

Indikator	Definition und Verwendung				IASS	Anteilige bzw. halbamtliche Datenquelle	Datenquelle	Anteilige bzw. halbamtliche Datenquelle	Daten- verfüg- barkeit
	BReg	Exp	WfW	Mck					
Indikatoren zur Nutzenverteilung									
Inklusivität					Anteil einkommensschwacher Haushalte an Einsparungsgewinnen aus EEG-geförderten Anlagen	Ja	EVS	Ja	Gut
Haushaltsanteil an der EEG-Vergütung					Anteil der PV-Kleinanlagen an der gesamten PV-Vergütung (Anlagen bis 30kWp)	Ja	BNetzA	Ja	Gut
Geografische Verteilung					EE installierte Leistung pro 1.000 Landeseinwohner je Bundesland	(Ja)	BNetzA, BDEW	(Ja)	Gut
Stadt-Land-Gefälle					Verteilung der installierten PV-Leistung in den vom BBSR festgestellten Regionstypen	Ja	BNetzA, BBSR	Ja	Gut
Indikatoren zur Kostenverteilung									
Relative Stromarmut					Anteil der (einkommensschwachen) Haushalte, die x % des Nettoeinkommens für Strom aufwenden	Ja	EVS 2008, 2013	Ja	Gut
Absolute Stromarmut					Anzahl der beauftragten jährlichen Stromabschaltungen pro 100 Zählerpunkte, Grundlage: § 19 Abs. 2 StromGVV beauftragte Versorgungsunterbrechungen	(Ja)	Lieferanten, BNetzA	(Ja)	Gut
Fairness bundesweiter Lebensverhältnisse					Verhältnis der relativen Haushaltsstromaufwendungen des fünften Einkommensquintils zum ersten	Ja	EVS 2008, 2013	Ja	Gut

Indikator	Definition und Verwendung					Datenquelle	Amtliche bzw. halbamtliche Datenquelle	Datenverfügbarkeit
	BReg	Exp	WfWo	McK	BDI			
Fairness regionaler Lebensverhältnisse							Nein	Mittel
Einkommen und Verbrauch						Abweichungen von den durchschnittlichen Haushaltsstromkosten je Postleitzahlgebiet	Stromsparcheck	Mittel
						Stromverbrauch nach Einkommensklassen	AGEB, RWI/forsa	Mittel