

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

Stellungnahme zum ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung
für das Berichtsjahr 2011

Berlin · Mannheim · Stuttgart, Dezember 2012

- ⊕ 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)
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 Dreblow

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

Stellungnahme zum ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2011

Zusammenfassung

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 erstellten, jährlichen Monitoring-Berichte begutachtet und kommentiert werden.

Das vorliegende Dokument ist die Stellungnahme zum ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung. Es hat die wissenschaftliche Einordnung und Bewertung des Monitoring-Berichts zum Gegenstand. Darüber hinaus werden einzelne relevante Entwicklungen, Ziele und Maßnahmen konstruktiv-kritisch analysiert. 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 weitreichende Beurteilung sowie tiefergehende Evaluationen der Ursache-Wirkungs-Zusammenhänge zum Gegenstand hat.

Der Monitoring-Prozess ist langfristig angelegt. Im ersten Jahr wurde neben der eigentlichen Berichtserstellung die Grundlage für die Systematik des Monitorings aufgebaut. Damit stellen sowohl der erste Monitoring-Bericht der Bundesregierung als auch die hier vorliegende Stellungnahme so etwas wie eine Eröffnungsbilanz dar. Der Prozess ist auf die Mitwirkung der Öffentlichkeit angelegt. Die Expertenkommission greift deshalb Anregungen für ihre weitere Arbeit gerne auf.

Zieleinordnung

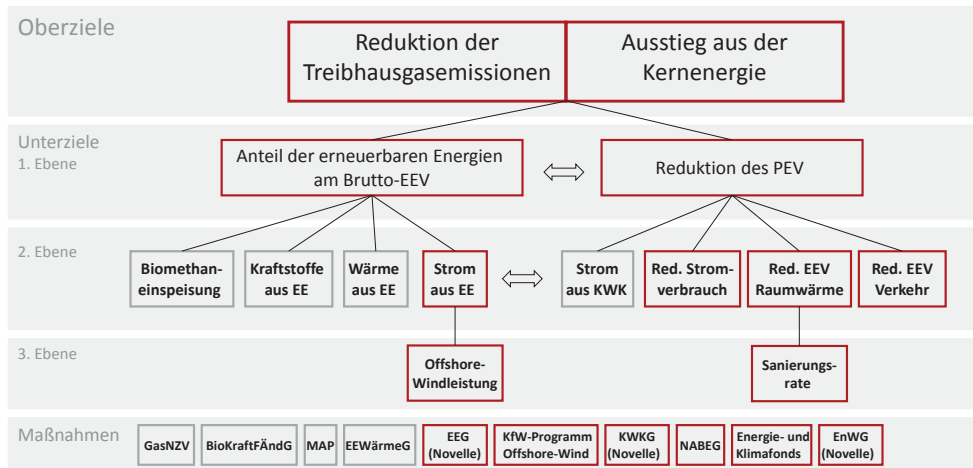
Das Energiekonzept und die nachfolgenden Beschlüsse der Bundesregierung benennen eine umfassende Liste von Zielen der Energiewende. Diese Ziele sind formal gleichrangig. Sie sind aber nicht alle gleich bedeutend. Zur Analyse des komplexen Zielbündels der Energiewende sollte aus Sicht der Expertenkommission eine Zielhierarchisierung erfolgen. Das Energiekonzept und dessen beschleunigte Umsetzung nach dem Reaktorunglück in Fukushima scheinen für uns durch zwei Oberziele bestimmt: die Senkung der Treibhausgasemissionen um 40 % bis zum Jahr 2020 und der Ausstieg aus der Kernenergie bis zum Jahr 2022.

Diese Oberziele werden durch verschiedene Unterziele flankiert und über politische Maßnahmen umgesetzt. Die Unterziele und Maßnahmen wiederum können und sollten flexibel anpassbar sein, sofern dabei die Oberziele nicht verfehlt werden. Die im Energiekonzept dargestellten Unterziele stellen aus unserer Sicht *einen* von mehreren Wegen dar, die beiden Oberziele zu erreichen. In unserer Stellungnahme werden Ziele der Energiewende nicht hinterfragt.

Das energiepolitische Zieldreieck aus Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Sicherheit stellt den konzeptionellen Maßstab zur Bewertung der Unterziele und Maßnahmen dar. Zeigt sich im Rahmen des Monitoring-Prozesses, dass die Unterziele nicht oder nur unter unverhältnismäßig hohen ökonomischen, sozialen oder ökologischen Belastungen erreicht werden können, dann sollten die Unterziele und Maßnahmen entsprechend angepasst werden. So kann und sollte möglicher Nachsteuerungsbedarf identifiziert werden.

Die Ziele des Energiekonzepts sind in der folgenden Abbildung dargestellt, nun mit den vorgeschlagenen Oberzielen sowie weiteren Unterzielebenen. Einige Zielinkonsistenzen werden in der Stellungnahme deutlich. Die fortgesetzte kritische Überprüfung der Unterziele ist daher für den weiteren Verlauf der Energiewende von größter Wichtigkeit.

Abb.: Zielhierarchisierung der Energiewende (Auswahl)



Quelle: Eigene Darstellung (rot = in den Energiewendebeschlüssen explizit genannte Ziele und ange-
stoßene Maßnahmen; grau = zusätzlich bestehende Ziele und Maßnahmen)

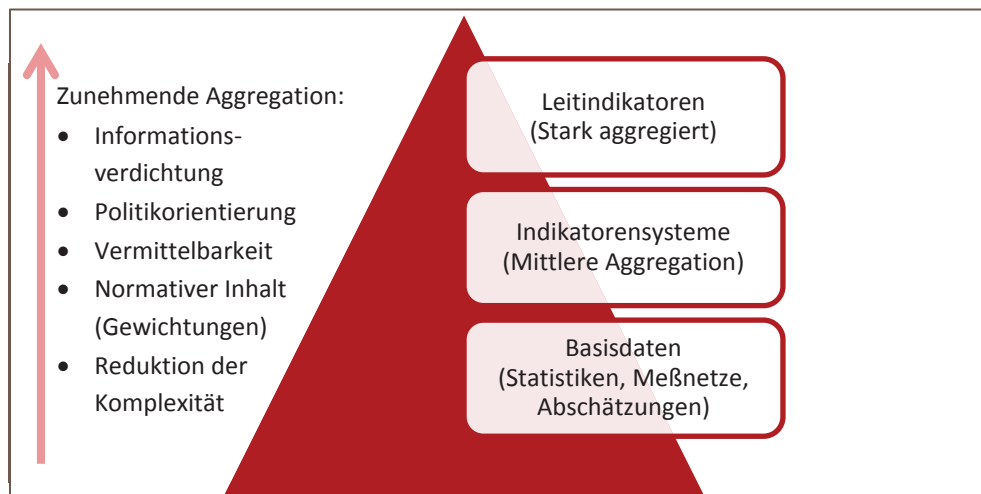
Monitoring-Prozess und Indikatorensysteme

Zur Operationalisierung des Monitoring-Prozesses ist ein konsistentes Indikatorensystem erforderlich. Entscheidend für die Anwendbarkeit der Indikatoren sind die Kriterien Zielbezug, Transparenz, Belastbarkeit, Verfügbarkeit und Aktualität. Der erste Monitoring-Bericht der Bundesregierung ist ein Schritt hin zu einem solchen Indikatorensystem, auch wenn die Indikatoren noch nicht durchgängig nach diesen Bewertungskriterien geprüft werden. Die Expertenkommission sieht die folgenden Punkte als vordringlich an.

Zwar erscheint für die detaillierte Betrachtung verschiedener Bereiche der Energiewende eine große Zahl an Indikatoren als Informationsgrundlage sinnvoll, handlungsleitend kann eine umfassende Indikatorenliste jedoch kaum sein. Sie ist schlicht zu komplex. Hierfür sollte in Zukunft eine kompakte Liste leicht nachvollziehbarer Leitindikatoren entwickelt werden. In der folgenden Abbildung ist eine Hierarchisierung von Indikatoren und Daten dargestellt.

Diese Leitindikatoren werden sich flexibel an die Herausforderungen der Energiewende anpassen müssen. Die Ausgestaltung des Monitoring-Prozesses sowie des Monitoring-Berichts ist ständig zu überprüfen und weiter zu entwickeln, um relevante Aspekte und Herausforderungen zu identifizieren und diesen gerecht zu werden.

Abb.: Ausgestaltung von Indikatorensystemen



Quelle: [UBA/Destatis, 1998] (Eigene Darstellung)

Der jährliche Bericht stellt die aktuelle Situation mithilfe von Indikatoren dar, die sich im vorliegenden Bericht auf den Zeithorizont bis Ende 2011 beziehen. Demgegenüber sind in den dreijährlichen Fortschrittsberichten Ursache-Wirkungs-Zusammenhänge und Bewertungen herauszuarbeiten. Dazu sollten einerseits ex-post Studien durchgeführt werden, welche die ergriffenen Maßnahmen auf ihre Effektivität und Effizienz hin überprüfen. Andererseits sollten ex-ante Analysen angefertigt werden, die Rückschlüsse über potentielle Herausforderungen in der Zukunft erlauben und erkennen lassen, ob wir uns auf dem richtigen Pfad befinden.

Bei der Interpretation von energiebezogenen Indikatoren sind methodische Besonderheiten zu beachten. Auch sind der zukünftige Datenerhebungsbedarf sowie die Entwicklung besserer Indikatoren zu adressieren und umzusetzen, vor allem durch eine Novellierung des Energiestatistikgesetzes.

Initiativen im Bereich der Energieeffizienz

Die Steigerung der Energieeffizienz ist eine der zentralen Voraussetzungen zur Ermöglichung der angestrebten Senkung der Treibhausgasemissionen.

Über alle Endenergiesektoren strebt die Bundesregierung eine jahresdurchschnittliche Steigerung der Energieproduktivität um 2,1 % an. In der Vergangenheit hat sich die Energieeffizienz in Deutschland schon spürbar verbessert,

wenn auch sektoral in unterschiedlichem Ausmaß. Gleichwohl müssen Tempo und Intensität in Zukunft noch erheblich gesteigert werden, um die angestrebten Verbesserungen bei der Energieeffizienz zu erreichen. Dies gilt im besonderen Maße für den Gebäude- und Verkehrsbereich. Hier besteht ein großer Handlungsbedarf bei der Umsetzung wirksamer Maßnahmen, die sich im Gebäudebereich mit Blick auf das Ziel der Klimaneutralität in erster Linie auf die energetische Sanierung des Gebäudebestands richten müssen. Beim Verkehrsbereich sollte man sich nicht nur auf die Elektromobilität konzentrieren, sondern umfassendere Mobilitätskonzepte umsetzen, die sich an einer nicht-fossilen Strategie für die unterschiedlichen Verkehrssysteme und deren Zusammenwirken im Personen- und Güterverkehr ausrichten.

Der Monitoring-Bericht der Bundesregierung diskutiert zum Bereich der Energieeffizienz eine Reihe von Indikatoren und weist auf Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz hin. Die vorgelegten Indikatoren sind klar definiert und nachvollziehbar abgeleitet. Allerdings wären Aussagen mit Blick auf die Zielerreichung wünschenswert. Hinsichtlich der aufgeführten Maßnahmen fehlt eine Einordnung ihrer Effektivität und Effizienz. Auch eine Einschätzung zur Effizienzsteigerung bei der Stromnutzung sowie zur Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung vor dem Hintergrund des Ziels eines 25 %-igen Erzeugungsanteils im Jahr 2020 wird vermisst.

Entwicklung der erneuerbaren Energien

Die Entwicklung der erneuerbaren Energien verläuft bislang in allen Sparten erfolgreich. Das Ziel eines Anteils von 18 % am Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2020 scheint erreichbar, bleibt aber anspruchsvoll.

Die hohe Ausbaudynamik im Stromsektor ist die treibende Kraft, die die erneuerbaren Energien insgesamt auf Zielkurs hält. 2011 deckten die Erneuerbaren 20 % des Bruttostromverbrauchs. Die Stromerzeugung liegt über dem für eine lineare Zielerfüllung bis 2020 erforderlichen Wert. Dennoch wird das Erreichen des Mindestanteils von 35 % am Bruttostromverbrauch bis 2020 kein Selbstläufer. Insbesondere sind die fehlende Dynamik im Offshore-Wind-Sektor und die Unsicherheit bezüglich der zukünftigen Entwicklung der Photovoltaik zu beachten. Dabei sollte auch das Thema Systemintegration angegangen werden.

Der Anteil der erneuerbaren Energien im Wärmesektor wächst stetig, jedoch mit deutlich geringerer Dynamik. Im Jahr 2011 betrug er 11 %, ein Großteil davon aus dem Einsatz von Biomasse. Bei einer Fortsetzung des Zubaus ist der angestrebte Anteil von 14 % am Endenergieverbrauch für Wärme 2020 möglich.

Im Verkehrsbereich lag der regenerative Kraftstoffanteil im Jahr 2011 bei 5,5 % und basierte ausschließlich auf Biodiesel und Bioethanol. Die für 2020 zur Erfüllung der EU-Vorgabe erforderliche Erhöhung auf 10 % ist erreichbar. Angesichts vorhandener Potentialgrenzen für Biokraftstoffe im Inland und unter Aspekten der Nachhaltigkeit bedarf es aber der Entwicklung zusätzlicher regenerativer Alternativen zu fossilen Kraftstoffen.

Beim Ausbau der energetischen Nutzung der potentialseitig beschränkten Ressource Biomasse sollen in zukünftigen Berichten der systemoptimale Einsatz und die Entschärfung von Nutzungskonkurrenzen untersucht werden.

Umweltwirkungen des Energiesystems

Die Umweltverträglichkeit der Energieversorgung ist eine der Grundvoraussetzungen für eine nachhaltige Entwicklung und spielt eine wesentliche Rolle hinsichtlich der Akzeptanz der Energiewende.

Eines der Oberziele des Energiekonzeptes ist die Reduktion der Treibhausgase um 40 % bis 2020 und um 80 bis 95 % bis 2050. Diese Ziele sind gesetzt und daher nicht Gegenstand der folgenden Ausführungen. Vielmehr geht es um die Frage, ob die Oberziele des Energiekonzeptes ohne gravierende Auswirkungen auf andere Umweltdimensionen erreicht werden können oder ob sich hier Konflikte andeuten, die eventuell das Nachsteuern von Unterzielen und Instrumenten nahelegen.

Im Monitoring-Bericht der Bundesregierung wird keine Indikatorik zu genannten Umweltdimensionen vorgelegt. Aus unserer Sicht ist die Umweltverträglichkeit aber ein Bewertungsmaßstab der Energiewende, welcher auch im Monitoring entsprechend berücksichtigt werden sollte.

Die relevanten Umweltdimensionen lassen sich aus Sicht der Expertenkommission insbesondere durch Indikatoren für die Flächeninanspruchnahme, Emissionen von Luftschadstoffen, Wasserbelastung, Ressourcennutzung und

Radioaktivität abbilden. Dabei ist vor allem die Flächeninanspruchnahme relevant und sollte beobachtet werden. Bei den anderen Umweltdimensionen ist durch die Energiewende tendenziell eine Entlastung zu erwarten. Unbedingt sollte der Monitoring-Bericht sich mit der Endlagerproblematik beschäftigen.

Entwicklung der Versorgungssicherheit

Ohne Zweifel wäre die gesellschaftliche Akzeptanz der Energiewende gefährdet, wenn sich bei den Energieverbrauchern die Sorge festsetzen sollte, dass eine gesicherte Versorgung mit Energieträgern, insbesondere Elektrizität, nicht mehr gewährleistet sein könnte. Es muss dazu nicht unbedingt zu effektiven Versorgungsunterbrechungen gekommen sein.

Im Rahmen des Monitorings verdient die Versorgungssicherheit deshalb große Aufmerksamkeit. Der erste Monitoring-Bericht der Bundesregierung wendet sich an mehreren Stellen den entsprechenden Fragestellungen zu, doch bleibt dabei die Position der Bundesregierung intransparent.

Als Indikator für die Versorgungssicherheit würde sich für das zukünftige Monitoring der Umfang der gesicherten Leistung im Verhältnis zur Jahreshöchstlast eignen. Es zeigt sich, dass die aktuell geplanten Kapazitäten deutlich nicht ausreichen. Die Expertenkommission tendiert zu der Einschätzung, wonach die Versorgungssicherheit im Bereich der Elektrizitätswirtschaft kritisch gesehen wird, insbesondere bei regionaler Betrachtung für den süddeutschen Raum.

Parallel zu Investitionen in steuerbare Kraftwerkskapazitäten kann ein beschleunigter Ausbau von Übertragungsnetzen nach Süddeutschland die Situation entschärfen. Im Lichte der bereits aufgetretenen Verzögerungen beim Netzausbau lässt sich derzeit kaum belastbar beurteilen, ob und mit welchem Tempo die Fertigstellung neuer Trassen nach Süddeutschland ausreichend beschleunigt werden kann.

Neben der gesicherten Elektrizitätsversorgung muss sich das Energiewende-Monitoring auch mit der Erdgasversorgungssicherheit befassen. Maßgeblich ist hierfür die Diversifikation der Erdgasversorgung. Diese stellt derzeit aus unserer Sicht kein ernsthaftes Versorgungsproblem dar. Anders verhält es sich mit den inländischen Pipelinekapazitäten. Das Untersagen unterbrechbarer Gaslieferverträge etwa in Süddeutschland erfordert einen geeigneten Ausbau

der Erdgasinfrastruktur. Wir empfehlen, diesem Sachverhalt in den künftigen Monitoring-Berichten Aufmerksamkeit zu schenken.

Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung

Für die Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung sind die möglichen Belastungen von Haushalten und Unternehmen sowie aggregiert für die Volkswirtschaft durch Energiekosten zu betrachten. Generell kann die Wirtschaftlichkeit durch eine effiziente Energiebereitstellung verbessert werden.

Die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit erfolgt in der politischen Diskussion gerne in Verbindung mit der Lastenverteilung, sprich: den von einzelnen Endverbrauchern bezahlten Energiepreisen. Da dies von den Kostenentwicklungen ablenkt, schlagen wir vor, gesamtwirtschaftlich aggregierte Indikatoren zur Beurteilung heranzuziehen. Die Betrachtung der aggregierten Belastung der Volkswirtschaft durch Energiekosten erlaubt eine Aussage darüber, inwieweit von einer hohen Energiekostenbelastung gesprochen werden kann.

Begriffe wie „wettbewerbsfähige Preise“, „wirtschaftliche Tragfähigkeit“ oder „Bezahlbarkeit“ sind nicht operationalisierbar definiert. Entsprechend können keine Akzeptanzschwellen für Haushalte und Unternehmen benannt werden. Letztlich ist die Frage der akzeptablen Energiekostenbelastung durch die Energiewende eine Wertentscheidung, die das Ergebnis eines fortlaufenden politischen Prozesses darstellt.

Die Bezahlbarkeit der Energie bezieht sich hier auf fossile Energieträger ebenso wie auf Elektrizität. Während die Kosten der fossilen Energieträger überwiegend auf Entwicklungen außerhalb Deutschlands beruhen, werden die Kosten der Stromversorgung auch durch die deutsche Politik bestimmt. Aus diesem Grund konzentriert sich die Debatte vorwiegend auf den Strombereich.

Der Anstieg der Kosten für Elektrizität verlief in der aggregierten Sichtweise für den Zeitraum bis einschließlich 2011 nicht so dramatisch wie in der Öffentlichkeit oft dargestellt. Der Anteil der Ausgaben für Elektrizität am nominalen Bruttoinlandsprodukt liegt mit 2,5 % im Jahr 2011 auf dem Niveau von 1991. Diese Aussage sollte jedoch nicht zur Sorglosigkeit verleiten. In der Zukunft ist damit zu rechnen, dass die aggregierten Elektrizitätsausgaben weiter ansteigen. Dazu tragen der weitere Ausbau der erneuerbaren Erzeugungskapazitäten, sowie der Ausbau von Netzen, Backup-Kraftwerken und Speichern bei.

Gesamtwirtschaftliche Effekte

Unzweifelhaft ist die Energiewende ein gesamtwirtschaftlich herausforderndes Projekt für den umweltfreundlichen Umbau der Energieversorgung eines Industrielandes. Um die mit der Energiewende verbundenen gesamtwirtschaftlichen Effekte zu analysieren, wird ein Analysekonzept benötigt. Dafür stehen grundsätzlich ökonomische Modelle zur Verfügung, die den Status-quo mit kontrafaktischen Szenarien vergleichen.

Für den ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung werden verabredungsgemäß keine Modelle eingesetzt. Daraus folgt ein eklektisches Vorgehen zur Beurteilung der gesamtwirtschaftlichen Effekte. Die Expertenkommission schlägt dazu drei Analyseebenen vor: die Ebene der volkswirtschaftlichen Aggregate, z.B. Arbeitsplätze, Investitionen und Preisniveau, die Ebene der ökonomischen Effizienz bei der Energiebereitstellung und -nutzung unter Berücksichtigung der externen Kosten sowie die Ebene der gesamtwirtschaftlichen Dynamik mit Pfadabhängigkeiten.

Im Kontext der ersten Ebene handelt es sich bei der Energiewende um ein langfristig angelegtes Investitionsprogramm, welches sich von einem kurzfristigen Konjunkturprogramm unterscheidet. Bezüglich der zweiten Ebene kann man von einer volkswirtschaftlich effizienten Energiepolitik schon deshalb nicht sprechen, weil neben dem Postulat der ökonomischen Effizienz weitere Entscheidungsdimensionen eine Rolle spielen. Die dritte Ebene der Pfadabhängigkeiten lässt erkennen, dass die deutsche Volkswirtschaft auf einen ökologischen Entwicklungspfad eingeschwenkt ist.

Koordination der deutschen und europäischen Klima- und Energiepolitik

Die Transformation des Energiesystems in Deutschland ist eng mit der europäischen Klimaschutzpolitik verbunden. Das europäische Emissionshandelssystem und das sogenannte Effort Sharing mit nationalen Zielvorgaben bilden einen übergeordneten Rahmen. Bei der Verfolgung der nationalen Klimaschutzziele ist dieser Rahmen zu beachten und mögliche Interdependenzen sind zu prüfen.

Das EU-Emissionshandelssystem ist durch einen starken Preisverfall für Emissionsrechte gekennzeichnet, so dass Anreize für Emissionsreduktionen dadurch kaum noch gesetzt werden. Neben der Verfolgung nationaler Zielset-

zungen ist daher das Augenmerk auch auf die Wiederherstellung der Funktionstüchtigkeit des Emissionshandels, insbesondere auch in längerer Perspektive, zu legen.

Neben der Klimapolitik gibt es auch europäische Interdependenzen der deutschen Energiewende in der Energiepolitik. Insbesondere der Kernenergieausstieg hat Auswirkungen auf die Elektrizitätsversorgung der Nachbarländer. Deswegen sollte das Monitoring auch beispielsweise die dargebotsunabhängige Erzeugung in den Nachbarländern sowie Loop-Flows erfassen.

Quantitative Ziele des Energiekonzepts und Wechselwirkungen

Das Oberziel der Reduktion der Treibhausgasemission bis 2020 würde beim Erreichen aller Unterziele erfüllt. Dies lässt sich aus den Beiträgen der Sektoren Strom, Wärme und Kraftstoffe sowie aus den jeweils auf Effizienzmaßnahmen und den Ausbau erneuerbarer Energien entfallenden Anteilen ableiten. Sollten einzelne Unterziele verfehlt werden, ist zu prüfen, ob es Kompensationsmöglichkeiten durch die Übererfüllung anderer Unterziele gibt. Die Expertenkommission stellt hierzu einige grundsätzliche Überlegungen darüber an, in welchem Umfang eine intrasektorale oder intersektorale Kompensation denkbarer Zielverfehlungen möglich ist.

Weil das Energiekonzept im Zeitablauf vermutlich weiter konkretisiert und ergänzt werden wird, sollte die Kompatibilität der Unterziele regelmäßig überprüft werden. Die Betrachtung möglicher Zielverfehlungen in Einzelbereichen und deren Kompensierbarkeit durch andere Bereiche lässt Schlüsse auf besonders relevante Handlungsfelder zu.

Die Betrachtung der Konsequenzen möglicher Zielverfehlungen zeigt, dass die gegenseitigen Kompensationspotentiale begrenzt sind. Exemplarisch wird dies anhand der Einsparziele im Sinne von einfachen Wenn-dann-Beziehungen verdeutlicht. Aus diesen Analysen ergibt sich die Schlussfolgerung, dass die Senkung des Energiebedarfs im Wärmemarkt eine besonders kritische Rolle spielt.

Weitergehende Analysen und die Bewertung der Energiewende als Ganzes sollten einen stärkeren Fokus im Fortschrittsbericht im Jahr 2014 erhalten.

Inhalt

Inhalt.....	i
Abbildungen	iii
Tabellen	v
Boxen	v
0 Vorwort	1
1 Zieleinordnung	5
2 Monitoring-Prozess und Indikatorensysteme	11
2.1 Indikatorik.....	12
2.2 Energiestatistische Datenbasis	15
3 Initiativen im Bereich der Energieeffizienz	21
3.1 Die effizienzrelevanten Ziele des Energiekonzepts	21
3.2 Effizienzindikatoren auf Makroebene	24
3.3 Effizienzindikatoren auf sektoraler Ebene.....	31
3.4 Beurteilung des Monitoring-Berichts in Bezug auf die Maßnahmen	37
4 Entwicklung der erneuerbaren Energien	43
4.1 Zieleinordnung	44
4.2 Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien	45
4.3 Entwicklung der erneuerbaren Energien im Wärmemarkt	53
4.4 Erneuerbare Energien im Kraftstoffsektor	56
4.5 Biomasse.....	59
5 Umweltwirkungen des Energiesystems.....	63
5.1 Bewertung des Monitoring-Berichtes	64
5.2 Flächeninanspruchnahme	65
5.3 Emissionen von klassischen Luftschadstoffen.....	69

5.4	Ressourcenschonung	70
5.5	Wasserbelastung.....	71
5.6	Radioaktivität	72
6	Entwicklung der Versorgungssicherheit.....	74
6.1	Gesicherte Kraftwerksleistung	75
6.2	Regionale Verteilung der steuerbaren Kraftwerkskapazitäten	79
6.3	Eigenerzeugung / Eigenverbrauch	82
6.4	Importabhängigkeit.....	83
6.5	Elektrische Netze.....	84
6.6	Andere Energienetze.....	90
7	Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung	92
7.1	Begrifflichkeiten und Konzepte.....	93
7.2	Preise und Kostenentwicklungen.....	95
7.3	Energiekostenbelastung am Beispiel der Elektrizitätsversorgung	99
8	Gesamtwirtschaftliche Effekte	106
8.1	Volkswirtschaftliche Aggregate.....	108
8.2	Gesellschaftliche Wohlfahrtsmaximierung	108
8.3	Wachstumseffekte und Pfadabhängigkeiten.....	111
9	Koordination der deutschen und europäischen Klima- und Energiepolitik	114
9.1	Klimapolitik	114
9.2	Energiepolitik	119
10	Quantitative Ziele des Energiekonzepts und Wechselwirkungen.....	122
11	Literatur	129

Abbildungen

Abb. 1-1:	Zielhierarchisierung der Energiewende (Auswahl).....	7
Abb. 1-2:	Dimensionen des energiepolitischen Zieldreiecks	9
Abb. 2-1:	Ausgestaltung von Indikatorensystemen	13
Abb. 3-1:	Entwicklung der gesamtwirtschaftlichen Primärenergie- produktivität von 1991 bis 2011 und Zielpfad bis 2050	25
Abb. 3-2:	Entwicklung der gesamtwirtschaftlichen Stromproduktivität von 1991 bis 2011 und Zielpfad bis 2050	27
Abb. 3-3:	Entwicklung der Endenergieproduktivität 1991 bis 2011 sowie Zielpfad bis 2050	29
Abb. 3-4:	Veränderungen der Endenergieproduktivität gegenüber dem Vorjahr von 1991 bis 2011.....	30
Abb. 3-5:	Entwicklung der industriellen Energieproduktivität von 1991 bis 2011.....	32
Abb. 3-6:	Entwicklung der Energieproduktivität im Sektor GHD von 1991 bis 2011.....	33
Abb. 3-7:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Haushalte nach Anwendungszwecken von 1991 bis 2011.....	34
Abb. 3-8:	Entwicklung des spezifischen Energieverbrauchs der Haushalte von 1991 bis 2011.....	35
Abb. 3-9:	Entwicklung der Energieverbrauchswerte im Verkehr von 1991 bis 2011 sowie Ziel für 2020 und 2050	36
Abb. 3-10:	Entwicklung spezifischer Energieverbrauchswerte im Verkehr von 1991 bis 2011	37
Abb. 4-1:	Zielsetzungen im Bereich der erneuerbaren Energien für 2020	45
Abb. 4-2:	Gegenüberstellung der Entwicklung der unbereinigten erneuerbaren Stromerzeugung mit den normalisierten Werten	46

Abb. 4-3:	Entwicklung der installierten Anlagenleistung der erneuerbaren Energien nach Sparten.....	47
Abb. 4-4:	Entwicklung der Offshore-Windnutzung	49
Abb. 4-5:	Anteil der Photovoltaik an der EEG-Umlage bei Erreichen der 52 GW-Schwelle in 2015 bzw. 2020.....	51
Abb. 4-6:	Entwicklung der EEG-Vergütungssätze für Photovoltaikanlagen in Abhängigkeit vom Zubau gemäß EEG	52
Abb. 4-7:	Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme.....	55
Abb. 4-8:	Anteil der erneuerbaren Energien am Kraftstoffverbrauch	58
Abb. 5-1:	Energiebedingte klassische Luftschadstoffe	70
Abb. 6-1:	Regionale Verteilung von Kraftwerkszubauten und Stilllegungen mit einer Nettoleistung von mehr als 100 MW im Zeitraum von 2011 bis 2015.....	79
Abb. 6-2:	Monatliche Stromexporte und –importe in den Jahren 1998 bis September 2012	86
Abb. 6-3:	Monatliche Stromexporte und –importe in den Jahren 2009 bis September 2012	87
Abb. 6-4:	Erzeugungskapazitäten nach Energieträgern zum 31.12.2010 differenziert nach ÜNB und VNB.....	88
Abb. 6-5:	Investitionen der Stromversorger in die Netze.....	89
Abb. 7-1:	Entwicklung der aggregierten Letztverbraucherausgaben für Elektrizität von 1991 bis 2011	100
Abb. 7-2:	Anteil der aggregierten Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am Bruttoinlandsprodukt in den Jahren 1991 bis 2011.....	101
Abb. 10-1:	Aufteilung der CO ₂ -Emissionen für die Jahre 2010 und 2020.....	124
Abb. 10-2:	Veränderung des Endenergieverbrauchs bis zum Jahr 2020 gegenüber 2010	125

Tabellen

Tab. 3-1:	Veränderungen des sektoralen Energieverbrauchs und der sektoralen Energieproduktivitäten im Referenz- und in den Zielszenarien für das Energiekonzept der Bundesregierung für die Perioden 2008 bis 2020 sowie 2008 bis 2050	22
Tab. 3-2:	Veränderungen der Energieproduktivität in Abhängigkeit von der energetischen Bewertung des Primärenergieverbrauchs	26
Tab. 3-3:	Entwicklung der Nettostromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen von 2003 bis 2011	28
Tab. 5-1:	Flächeninanspruchnahme durch den Energiepflanzenanbau	66
Tab. 5-2:	Abschätzung des Flächenbedarfs des Energiesystems	68
Tab. 6-1:	Leistungsbilanz Gesamtdeutschland	77
Tab. 6-2:	Dargebotsunabhängige Kraftwerksplanung \geq 5MW	78
Tab. 6-3:	Saldo des dargebotsunabhängigen Kraftwerkszu- und -rückbaus südlich der Mainlinie	80
Tab. 7-1:	Aggregierte Ausgaben der Elektrizitätsversorgung nach Bestandteilen im Jahr 2011	103
Tab. 10-1:	Ziele zur Reduktion des Energiebedarfs und zum Ausbau erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2020.....	123

Boxen

Box 4-1:	Power-to-Gas	61
Box 5-1:	Flächeninanspruchnahme durch die Bioenergienutzung	66

0 Vorwort

1. Das Energiekonzept der Bundesregierung vom September 2010 stellt eine Langfriststrategie der Energiepolitik Deutschlands mit sehr ambitionierten Zielsetzungen dar. Nach der Katastrophe im japanischen Fukushima wurde im Juni 2011 der Ausstieg aus der Kernenergie in einem Allparteienkonsens gesetzlich festgeschrieben und damit diese Zielsetzungen noch erweitert.
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.“ [Bundesregierung, 2011]
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 erstellten, jährlichen Monitoring-Berichte begutachtet und kommentiert werden.
4. Das vorliegende Dokument ist die Stellungnahme zum ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung. Es hat die wissenschaftliche Einordnung und Bewertung des Monitoring-Berichts zum Gegenstand. Darüber hinaus werden einzelne relevante Entwicklungen, Ziele und Maßnahmen konstruktiv-kritisch analysiert. Auftragsgemäß verzichtet unser Bericht außerdem 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. 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 weitreichende Beurteilung sowie tiefergehende Evaluationen der Ursache-Wirkungs-Zusammenhänge zum Gegenstand hat.

5. Die vorliegende Stellungnahme bezieht sich wie der Monitoring-Bericht auf die Entwicklungen bis Ende des Jahres 2011. Mit der Stellungnahme wird ebenfalls eine Einschätzung der im ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung verwendeten Indikatorik präsentiert. Dabei geht es um die Frage, ob die Indikatorik überhaupt dazu geeignet ist, das Energiekonzept und dessen Zielerreichung abzubilden und zu überprüfen. In diesem Zusammenhang gibt die Expertenkommission Empfehlungen zum Umgang mit den Indikatoren und unterbreitet Vorschläge zu weiterführenden Indikatoren. An einigen Stellen werden zusätzliche Themenfelder angesprochen, die in dem ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung nicht behandelt werden, jedoch unserer Ansicht nach einen besonderen Analysebedarf aufweisen. Aus Gründen, die im folgenden Kapitel noch erläutert werden, korrespondiert unsere Gliederung nicht in allen Punkten mit der des ersten Monitoring-Berichts der Bundesregierung.

6. Der Monitoring-Prozess ist langfristig angelegt. Im ersten Jahr wurde neben der eigentlichen Berichtserstellung die Grundlage für die Systematik des Monitorings aufgebaut. Damit stellen sowohl der erste Monitoring-Bericht der Bundesregierung als auch die hier vorliegende Stellungnahme so etwas wie eine Eröffnungsbilanz dar. Die Expertenkommission würdigt ausdrücklich den durch die Bundesregierung initiierten Monitoring-Prozess. Auch die Umsetzung des Prozesses mit dem Monitoring-Bericht als Ergebnis ist unter den gegebenen zeitlichen Restriktionen positiv zu beurteilen. Dieser Prozess ist mit der Veröffentlichung des ersten Berichts nicht abgeschlossen. Ein wichtiger Aspekt für die zukünftigen Arbeiten ist die Identifikation und Bewertung von neu zu entwickelnden Indikatoren sowie die Erarbeitung von geeigneten Datengrundlagen. Die Methodik des Monitorings muss kontinuierlich weiterentwickelt werden, um seinem Anspruch als Frühwarnsystem für mögliche Fehlentwicklungen und Zielabweichungen in der Energiewende gerecht zu werden. In der vorliegenden Stellungnahme fehlen etliche Analysepunkte, die künftigen Berichten vorbehalten bleiben müssen. Der Prozess ist auf die Mit-

wirkung der Öffentlichkeit angelegt. Die Expertenkommission greift deshalb Anregungen für ihre weitere Arbeit gerne auf.

7. Neben diesem Bericht haben die Experten im Verlauf des letzten Jahres den Ministerien immer wieder Stellungnahmen vorgelegt, etwa zu der von den Ministerien erstellten Indikatorenliste oder zu den ersten Entwürfen des Monitoring-Berichts. In Begleitung des Monitoring-Prozesses sowie zur Diskussion des ersten Monitoring-Berichts 2012 fand ein halbes Dutzend Treffen der Monitoring-Gruppe statt, bestehend aus Vertretern des BMWi, des BMU, der Bundesnetzagentur (BNetzA), des Umweltbundesamtes (UBA) sowie der Expertenkommission. Weiterhin gab es im Juni 2012 eine Reihe von Veranstaltungen, an der Vertreter anderer Bundesministerien, von Bundesländern sowie von Institutionen und Verbänden über die Arbeit informiert wurden und Stellungnahmen abgeben konnten.

8. 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 Beirats der Bundesnetzagentur, des Bundesministeriums für Bildung und Forschung (BMBF), der deutschen Akademie der Technikwissenschaften acatech sowie der nationalen Akademie der Wissenschaften Leopoldina. Dr. Joachim Nitsch unterstützte die Expertenkommission bei der Erarbeitung des in Kapitel 10 erläuterten Mengengerüsts. Unser Dank gilt allen Gesprächspartnern, insbesondere unseren Ansprechpartnern aus den Ministerien (BMU, BMWi) und den Bundesbehörden (BNetzA, UBA) für die stets konstruktive Zusammenarbeit. Ferner bedanken wir uns bei den Mitarbeitern der Geschäftsstelle Monitoring „Energie der Zukunft“ bei der BNetzA.

9. Die vorliegende Stellungnahme hätte die Expertenkommission nicht ohne den herausragenden Einsatz ihrer wissenschaftlichen Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter erstellen können. Ein ganz herzlicher Dank geht deshalb an Dr. Florens Flues, Philipp Massier, Frank Pothen und Nikolas Wölfing vom Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW), Mannheim, Lars Dittmar und Fernando Oster vom Fachgebiet Energiesysteme der TU Berlin, Maïke Schmidt vom Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), Stuttgart sowie Eike Dreblow vom Ecologic Institut, Berlin.

10. Fehler und Mängel dieser Stellungnahme gehen allein zu Lasten der Unterzeichner.

Berlin, Mannheim, Stuttgart, 05. Dezember 2012

Georg Erdmann

Andreas Löschel

Frithjof Staiß

Hans-Joachim Ziesing

1 Zieleinordnung

Das Wichtigste in Kürze

Das Energiekonzept und die nachfolgenden Beschlüsse der Bundesregierung benennen eine umfassende Liste von Zielen der Energiewende. Diese Ziele sind formal gleichrangig. Sie sind aber nicht alle gleich bedeutend. Zur Analyse des komplexen Zielbündels der Energiewende sollte aus Sicht der Expertenkommission eine Zielhierarchisierung erfolgen. Das Energiekonzept und dessen beschleunigte Umsetzung nach dem Reaktorunglück in Fukushima scheinen für uns durch zwei Oberziele bestimmt: die Senkung der Treibhausgasemissionen um 40 % bis zum Jahr 2020 und der Ausstieg aus der Kernenergie bis zum Jahr 2022.

Diese Oberziele werden durch verschiedene Unterziele flankiert und über politische Maßnahmen umgesetzt. Die Unterziele und Maßnahmen wiederum können und sollten flexibel anpassbar sein, sofern dabei die Oberziele nicht verfehlt werden. Die im Energiekonzept dargestellten Unterziele stellen aus unserer Sicht *einen* von mehreren Wegen dar, die beiden Oberziele zu erreichen. In unserer Stellungnahme werden Ziele der Energiewende nicht hinterfragt.

Das energiepolitische Zieldreieck aus Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Sicherheit stellt den konzeptionellen Maßstab zur Bewertung der Unterziele und Maßnahmen dar. Zeigt sich im Rahmen des Monitoring-Prozesses, dass die Unterziele nicht oder nur unter unverhältnismäßig hohen ökonomischen, sozialen oder ökologischen Belastungen erreicht werden können, dann sollten die Unterziele und Maßnahmen entsprechend angepasst werden. So kann und sollte möglicher Nachsteuerungsbedarf identifiziert werden.

11. Die Energiewende wird das deutsche Energiesystem in seinen Grundzügen verändern. Ein politisches Vorhaben dieser Größenordnung bedarf einer sorgfältigen Begleitung, um Fortschritte zu messen, Fehlentwicklungen aufzudecken und letztendlich das Gelingen der Transformation sicherzustellen. Der **Monitoring-Prozess** soll Fortschritte und Probleme insbesondere bei der Umsetzung und Erreichung der Ziele des Energiekonzepts sowie der Implementierung des Maßnahmenprogramms identifizieren. Die Entwicklung soll zudem

mittels des energiepolitischen Zieldreiecks bewertet werden. Im Folgenden wird ein, aus Sicht der Expertenkommission, konsistenter Rahmen für das angestrebte Monitoring entworfen.

12. Das Energiekonzept und die nachfolgenden Beschlüsse der Bundesregierung benennen eine umfassende Liste von Zielen der Energiewende. Diese Ziele stehen erst einmal gleichrangig nebeneinander. Sie sind aber nicht alle gleich bedeutend. Vielmehr muss aus unserer Sicht eine **Zielhierarchie** erstellt werden, um die Energiewende erfolgreich zu bewältigen. Ohne eine vollständige Definition der Ziele und ihrer Priorisierung ist eine Bewertung nicht zu leisten. Das Monitoring erfordert daher eine Rangfolge der anzustrebenden Ziele anhand von Ober- und Unterzielen. Die Oberziele schaffen Konstanz und Planungssicherheit im Prozess. Sie werden dann mit Unterzielen flankiert und durch konkrete Maßnahmen umgesetzt. Die Zielerreichung wird primär anhand der Oberziele bewertet. Die Erreichung der Unterziele und die Umsetzung von Maßnahmen gibt hingegen Auskunft darüber, auf welche Art und Weise die Oberziele erreicht werden.

13. In der Praxis sind konkurrierende Zielsetzungen nicht auszuschließen: die Erreichung eines Zieles kann die Erreichung eines anderen Zieles gefährden oder sogar unmöglich machen. In der gesamten Zielhierarchie ist daher auf **Zielkonflikte** zu achten.

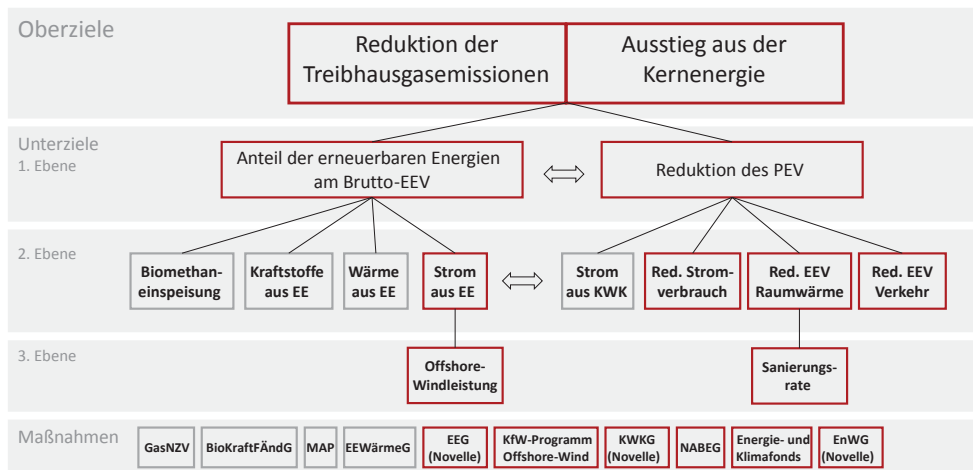
14. Es ist wichtig herauszustellen, dass die Oberziele durch verschiedene Kombinationen von Unterzielen erreichbar sind. Die im Energiekonzept dargestellten Ziele stellen aus unserer Sicht *einen* von mehreren Wegen dar, die beiden Oberziele zu erreichen. Deshalb sollten die Unterziele und Maßnahmen im Energiekonzept nicht als unverrückbar betrachtet werden: Zeigt sich im Rahmen des Monitoring-Prozesses, dass Unterziele nicht oder nur zu unverhältnismäßig hohen ökonomischen, sozialen oder ökologischen Belastungen erreicht werden können, dann sollten Unterziele und Maßnahmen entsprechend angepasst werden. Eine solche **Flexibilität** trägt dazu bei, die Oberziele bezahlbar, sicher und umweltgerecht zu erreichen.

15. Die Bundesregierung ist gehalten, möglichst rasch eine Zielhierarchisierung in der Energiewende durchzuführen. Was sind Oberziele, was sind Unterziele und Maßnahmen? Bei genauer Betrachtung des Energiekonzepts und dessen beschleunigter Umsetzung scheint aus unserer Sicht deutlich, dass

diese durch zwei **Oberziele** getrieben werden: der **Senkung der Treibhausgasemissionen** (THG-Emissionen) und dem **Kernenergieausstieg**. Die angestrebte Entwicklung der THG-Emissionen ist für verschiedene Perioden festgelegt. So sollen entsprechend der Koalitionsvereinbarung die Treibhausgasemissionen bis 2020 um 40 % und entsprechend der Zielformulierung der Industriestaaten im Rahmen der Vereinten Nationen bis 2050 um 80 % bis 95 %, jeweils gegenüber dem Jahr 1990, reduziert werden. Weiterhin wurde nach der Reaktorkatastrophe in Fukushima der schrittweise Ausstieg aus der Kernenergie beschlossen. Die Änderungen des Atomgesetzes (AtG) mit Wirkung seit dem 06.08.2011 sehen vor, dass bis zum Ende des Jahres 2022 nach und nach alle Berechtigungen zum Betrieb von Kernkraftwerken erlöschen.

16. Die Ziele des Energiekonzepts sind in Abb. 1-1 dargestellt, nun mit den vorgeschlagenen Oberzielen sowie weiteren **Unterzielebenen**. Einige Zielinkonsistenzen werden in der Stellungnahme deutlich. Die fortgesetzte kritische Überprüfung der Unterziele ist daher für den weiteren Verlauf der Energiewende von größter Wichtigkeit. Wie dies geschehen kann, wird nachfolgend erläutert und anhand einer Szenario-Analyse beispielhaft dargestellt.

Abb. 1-1: Zielhierarchisierung der Energiewende (Auswahl)



Quelle: Eigene Darstellung (rot = in den Energiewendeentschlüssen explizit genannte Ziele und angebotene Maßnahmen; grau = zusätzlich bestehende Ziele und Maßnahmen)

17. Verschiedene Ziele und Maßnahmen bestanden bereits vor den Beschlüssen zur Energiewende, andere sind originär auf die Energiewende zurückzuführen. Die **Maßnahmen** der Bundesregierung zur Umsetzung der Ener-

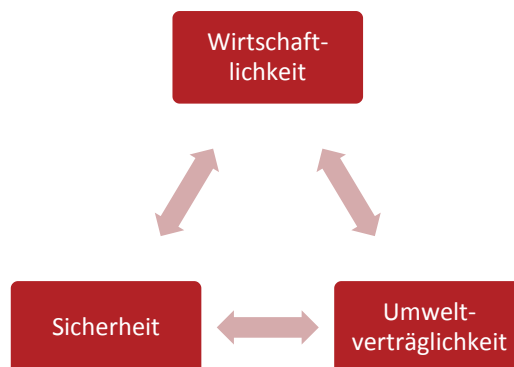
giewende sind im Energiekonzept und den folgenden Beschlüssen enthalten. Des Weiteren wurden ein 10-Punkte-Sofortprogramm sowie das Energiepaket im Sommer 2011 umgesetzt. Teil dieses Prozesses ist die Einführung und Novellierung verschiedener Regulierungsinstrumente. Insgesamt werden mehr als 160 Maßnahmen im Monitoring-Bericht benannt, die teilweise schon seit vielen Jahren umgesetzt worden sind. Eine solche Fülle an Maßnahmen scheint nicht zielführend, da die Analyse der Wechselwirkungen schlichtweg nicht zu leisten ist. In unserer Stellungnahme werden Ziele der Energiewende nicht hinterfragt. Bereits bestehende Maßnahmen im nationalen Kontext sind zum Beispiel die Ökosteuer, das integrierte Energie- und Klimaprogramm (IEKP), das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), die Energieeinsparverordnung (EnEV) oder das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). Mehrere dieser Gesetze und Verordnungen wurden bereits im Zuge der Beschlüsse zur Energiewende novelliert oder sollen künftig überarbeitet werden. Im europäischen und internationalen Zusammenhang kommen insbesondere das europäische Emissionshandelssystem (EU-EHS), die EU-Energieeffizienzrichtlinie oder internationale Klimaschutzabkommen als wichtige Rahmenbedingungen hinzu, welche die deutsche Energiepolitik beeinflussen. Auf die Aspekte der Koordination der deutschen und europäischen Klima- und Energiepolitik wird später detailliert eingegangen. Gleichzeitig wird klar, dass nicht jede Entwicklung im Energiebereich auf die Energiewende zurückführbar ist. Diese Fragen sollten im Zentrum des Fortschrittsberichts im Jahr 2014 stehen, der aufbauend auf einer mehrjährigen Datenbasis verlässlichere Aussagen zu Entwicklungen treffen kann: Welche Auswirkungen sind auf die Maßnahmen im Rahmen der Energiewende zurückführbar? Wie ist die Kausalität einzuschätzen?

18. Die **Analyse von Maßnahmen** der Energiepolitik ist für ein Monitoring der Energiewende besonders wichtig. Da sich viele Entwicklungen noch nicht in beobachtbaren Indikatoren niederschlagen, kann die Analyse von Maßnahmen Entwicklungen antizipieren. Allerdings sind hierfür tiefergehende Analysen erforderlich. Eine stichpunktartige Darstellung des Umsetzungsstandes einer Maßnahme ist aus unserer Sicht unzureichend. Hier sind Aspekte wie die Effizienz und Effektivität der Maßnahme sowie beobachtete Kausalzusammenhänge und Wirkungsmechanismen der entsprechenden Maßnahmen darzulegen. Dazu sind auch Evaluationsmethoden aus der empirischen Forschung einzusetzen (Difference-in-differences Ansatz etc.). Diese Bewertung kann

aber sinnvoller Weise nicht alle 160 Maßnahmen abdecken. So muss in diesem Bereich ebenfalls eine Priorisierung erfolgen. Die inhaltliche und methodische Arbeit sollte direkt angestoßen werden, um im Fortschrittsbericht Analysen zu den Kausalzusammenhängen und den zukünftigen Entwicklungen präsentieren zu können. Dies ist im jetzigen Monitoring-Bericht und in dieser Stellungnahme noch nicht vorgesehen.

19. Die Unterziele und Maßnahmen innerhalb der vorgeschlagenen Zielhierarchie können anhand verschiedener Bewertungsmaßstäbe analysiert werden. Die Expertenkommission orientiert sich hierbei am **energiepolitischen Zieldreieck**, welches auch von der Bundesregierung im Energiekonzept vorgeschlagen wird. Das Zieldreieck setzt sich, wie in Abb. 1-2 dargestellt, zusammen aus Sicherheit, Umweltverträglichkeit und Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung. Die Sicherheit schließt sowohl die Versorgungssicherheit als auch die Begrenzung technischer Unfallrisiken ein. Die Umweltverträglichkeit berücksichtigt Auswirkungen des Energiesystems auf die Umwelt in einem umfassenden Sinne, auch mit Blick auf zukünftige Generationen. Die Wirtschaftlichkeit beschreibt die Bezahlbarkeit und volkswirtschaftlich optimale Ausgestaltung des Energiesystems.

Abb. 1-2: Dimensionen des energiepolitischen Zieldreiecks



Quelle: Eigene Darstellung

20. Die drei Dimensionen sollten langfristig in einem ausgewogenen Verhältnis gehalten werden. Das komplette Versagen einer Dimension macht auch die langfristige Erreichung der anderen Dimensionen und somit eine ausgewogene Energieversorgung unwahrscheinlich. Zwischen den drei Dimensionen gibt es Zielkonflikte, aber auch Synergieeffekte, die genutzt werden können.

nen. Diesen multidimensionalen Raum mit Indikatoren zu beschreiben stellt eine große Herausforderung dar. Darüber hinausgehende Aspekte der Energiewende zu integrieren, erhöht diese Komplexität weiter.

21. Durch mannigfaltige Interessen und heterogene individuelle Präferenzen kann es zu einer **Blockade** der Energiepolitik kommen. Eine Möglichkeit ist, wie auch durch die Ethikkommission „Sichere Energieversorgung“ vorgeschlagen, die Energiewende als Gemeinschaftswerk aller Anspruchsgruppen zu sehen und durch eine möglichst breite Konsensbildung erfolgreich zu machen [Ethik Kommission Sichere Energieversorgung, 2011]. Dies benötigt umfassende Beteiligungsverfahren und schließlich Gewichtungen bei der Meinungszusammenstellung. Letztendlich geht es aber darum, dass es zu klaren sowie transparenten Entscheidungen und damit zu Lösungsansätzen für die Herausforderungen kommt.

22. Koordination ist für das Gelingen der Energiewende zentral. Besonders deutlich wird dieses Erfordernis bei der Abstimmung zwischen deutscher und europäischer Politik sowie zwischen Bund und Ländern. Die europäische Dimension der deutschen Energiepolitik und die Rückwirkungen europäischer Maßnahmen auf die deutsche Energiewende sind offensichtlich. Kaum weniger wichtig ist das Zusammenspiel zwischen Bund und Ländern. Energiepolitische Entscheidungen in einem Bundesland können leicht Auswirkungen in anderen Ländern entfalten. Das gilt vor allem für den netzgebundenen Energieträger Elektrizität. Eine schlüssige Umsetzung der Energiewende bedarf einer gemeinsamen Ausrichtung der wesentlichen Akteure.

2 Monitoring-Prozess und Indikatorensysteme

Das Wichtigste in Kürze

Zur Operationalisierung des Monitoring-Prozesses ist ein konsistentes Indikatorensystem erforderlich. Entscheidend für die Anwendbarkeit der Indikatoren sind die Kriterien Zielbezug, Transparenz, Belastbarkeit, Verfügbarkeit und Aktualität. Der erste Monitoring-Bericht der Bundesregierung ist ein Schritt hin zu einem solchen Indikatorensystem, auch wenn die Indikatoren noch nicht durchgängig nach diesen Bewertungskriterien geprüft werden. Die Expertenkommission sieht die folgenden Punkte als vordringlich an.

Zwar erscheint für die detaillierte Betrachtung verschiedener Bereiche der Energiewende eine große Zahl an Indikatoren als Informationsgrundlage sinnvoll, handlungsleitend kann eine umfassende Indikatorenliste jedoch kaum sein. Sie ist schlicht zu komplex. Hierfür sollte in Zukunft eine kompakte Liste leicht nachvollziehbarer Leitindikatoren entwickelt werden.

Diese Leitindikatoren werden sich flexibel an die Herausforderungen der Energiewende anpassen müssen. Die Ausgestaltung des Monitoring-Prozesses sowie des Monitoring-Berichts ist ständig zu überprüfen und weiter zu entwickeln, um relevante Aspekte und Herausforderungen zu identifizieren und diesen gerecht zu werden.

Der jährliche Bericht stellt die aktuelle Situation mithilfe von Indikatoren dar, die sich im vorliegenden Bericht auf den Zeithorizont bis Ende 2011 beziehen. Demgegenüber sind in den dreijährlichen Fortschrittsberichten Ursache-Wirkungs-Zusammenhänge und Bewertungen herauszuarbeiten. Dazu sollten einerseits ex-post Studien durchgeführt werden, welche die ergriffenen Maßnahmen auf ihre Effektivität und Effizienz hin überprüfen. Andererseits sollten ex-ante Analysen angefertigt werden, die Rückschlüsse über potentielle Herausforderungen in der Zukunft erlauben und erkennen lassen, ob wir uns auf dem richtigen Pfad befinden.

Bei der Interpretation von energiebezogenen Indikatoren sind methodische Besonderheiten zu beachten. Auch sind der zukünftige Datenerhebungsbedarf sowie die Entwicklung besserer Indikatoren zu adressieren und umzusetzen, vor allem durch eine Novellierung des Energiestatistikgesetzes.

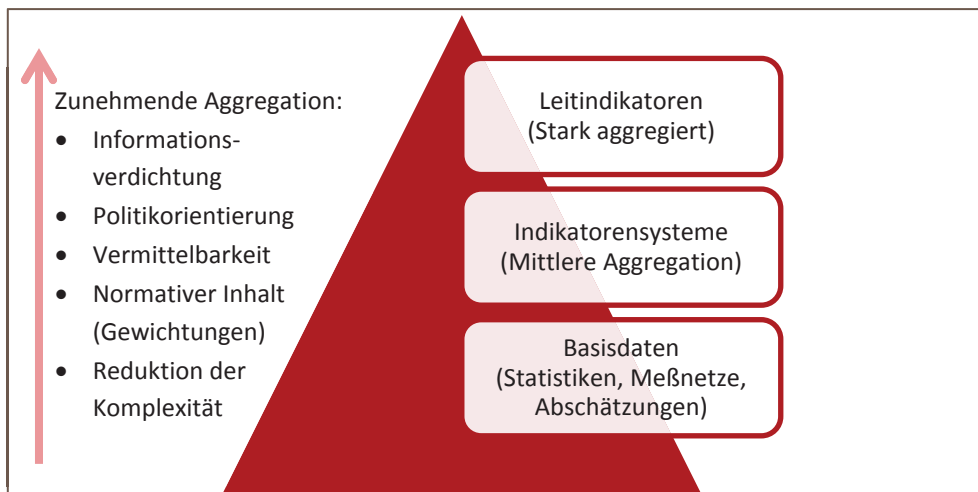
2.1 Indikatorik

23. Das Monitoring stellt die regelmäßig begleitende Evaluation der Politik dar. Die turnusmäßige Veröffentlichung soll sichtbar machen, inwieweit die Zielsetzungen der Politik erreicht werden. Die durch die Energiewende eingeleiteten Veränderungen müssen durch die Zusammenstellung von zielführenden und relevanten Informationen darstellbar sein. Diese Daten werden zu Indikatoren verdichtet, um die umfangreichen Informationen kompakt und verständlich vermitteln zu können. Dies ermöglicht zugleich die Steuerung des Prozesses. Das **Monitoring der Energiewende** muss daher auf eine überschaubare Anzahl an Indikatoren zurückgreifen. Durch den langfristig angelegten Monitoring-Prozess können konsistente Zeitreihen über die zu untersuchenden Aspekte erstellt werden. Die Expertenkommission ist der Meinung, dass die Konzeption des Monitorings auch die Generierung von Daten für spätere Analysen im Rahmen der Fortschrittsberichte bereits im Blick haben sollte, auch wenn im ersten Bericht kausale Zusammenhänge nicht prioritär erschlossen werden können. Während sich der jährliche Bericht hauptsächlich auf eine Darstellung der aktuellen Situation mithilfe von Indikatoren stützt, im vorliegenden Bericht mit einem Zeithorizont bis Ende 2011, sind in den **Fortschrittsberichten** Ursache-Wirkungs-Zusammenhänge und Bewertungen herauszuarbeiten. Dazu sollten einerseits ex-post Studien durchgeführt werden, welche die ergriffenen Maßnahmen auf ihre Effektivität und Effizienz hin überprüfen. Andererseits sollten ex-ante Analysen angefertigt werden, die Rückschlüsse über potentielle Herausforderungen in der Zukunft erlauben und erkennen lassen, ob wir uns auf dem richtigen Pfad befinden.

24. Wird ein komplexes Bündel von politisch vorgegebenen Oberzielen, Unterzielen und Maßnahmen durch Indikatoren abgebildet, dann muss die Auswahl dieser Indikatoren systematisiert werden. Ein **Indikatorensystem** gibt eine Struktur vor, die mit Indikatoren ausgefüllt wird. Eine solche Struktur erhöht die Kontinuität, Planungssicherheit und Vergleichbarkeit des Monitoring-Prozesses im Zeitablauf. Aus Sicht der Expertenkommission muss die Definition des Indikatorensystems auf einer klar definierten Zielhierarchie für die Energiewende aufbauen. Dies ist bisher noch nicht geschehen.

25. Indikatoren sowie Indikatorensysteme spiegeln einen faktenbasierten, aber verkürzten Teil der Realität. Diese können für kontroverse politische Debatten relevante, möglichst nicht-kontroverse Informationen und Daten bereitstellen. Dadurch gewinnen diese Debatten an Transparenz und sind besser einzuordnen. Hierzu sind aggregierte Indikatoren notwendig, um die wichtigsten Punkte darzulegen. Dabei müssen die Auswahl erläutert sowie Wertungen und Gewichtungen offen gelegt werden. Die Bildung eines Bezugsrahmens ist darüber hinaus wichtig, um eine Einordnung der Vielzahl von Informationen zu schaffen. Das Indikatorensystem ist allerdings so detailliert auszugestalten, dass es für die politische Debatte noch relevant bleibt. Indikatorensysteme sind nicht zuletzt ein Instrument politischer Kommunikation. Sie sollen relevante Akteure, wie auch die breitere Öffentlichkeit objektiv informieren und zu einer sachlichen Diskussion beitragen.

Abb. 2-1: Ausgestaltung von Indikatorensystemen



Quelle: [UBA/Destatis, 1998] (Eigene Darstellung)

Man kann in Indikatorensystemen zur Reduktion von Komplexität sowie besseren Kommunizierbarkeit beitragen, indem **Leitindikatoren** entwickelt werden. In Abb. 2-1 ist eine Hierarchisierung von Indikatoren und Daten dargestellt. Bei der Entwicklung der sogenannten Leitindikatoren bilden Basisdaten das Fundament, aus denen das Indikatorensystem abgeleitet wird. Aus diesen werden dann die Leitindikatoren aggregiert. Diese Indikatoren haben eine sehr starke Politikorientierung und bieten eine gute

Vermittelbarkeit durch die Reduktion von Komplexität. Allerdings ist zu beachten, dass dabei Informationsverluste stattfinden. Somit müssen die Priorisierungsentscheidungen offengelegt und erläutert werden. Auch die verschiedenen Zielgruppen des Berichts können damit gezielt angesprochen werden. So bieten die Leitindikatoren einen schnellen Überblick über die wichtigsten Aspekte des Monitorings und der Entwicklungen der Energiewende. Das komplette Indikatorensystem hingegen bietet für weitergehend Interessierte eine umfangreichere Analyse und tieferegehende Informationen. Statistiken und Basisdaten sind dann meist nur noch für einen kleineren, spezialisierten Adressatenkreis relevant.

26. Indikatoren werden in verschiedensten Bereichen als Analysewerkzeug verwendet. Um dafür geeignet zu sein, muss ein monotoner Zusammenhang zwischen dem Indikator und der dahinterliegenden Größe bestehen. Positive oder negative Entwicklungen können dadurch sichtbar gemacht werden. Es kann aus den Indikatoren selber allerdings nicht darauf geschlossen werden, was ursächlich für die Entwicklung ist. Dafür benötigt es weitergehende Analysen, zum Beispiel im Rahmen der Fortschrittsberichte. Zuletzt bleibt darauf hinzuweisen, dass die Aussage, die einem Indikator zugeschrieben wird, immer das Resultat einer Interpretation ist. Somit müssen die aus einem Indikator abgeleiteten Aussagen stets kritisch überprüft werden.

27. Zur Auswahl und Bewertung der Indikatoren können verschiedene Kriterien herangezogen werden. Die Bundesregierung hat in einem vorgelegten Prozessschritt eine öffentliche Diskussion der Indikatoren angeregt. Im Vorbereitungsdokument zu diesem Prozess sind **Anforderungen an Indikatoren** formuliert [BNetzA, 2012a]. Dies sind: Zielbezug, Transparenz, Belastbarkeit, Verfügbarkeit, Aktualität. Die Indikatoren müssen einen Bezug zu einem oder mehreren Zielen des Energiekonzepts aufweisen (Zielbezug). Anhand der Indikatoren müssen sich die Entwicklungen transparent und verständlich darstellen lassen (Transparenz). Die aus den Indikatoren zu ziehenden Schlüsse müssen belastbar im Sinne einer wissenschaftlichen Überprüfbarkeit sein (Belastbarkeit). Die Daten müssen öffentlich verfügbar (Verfügbarkeit) und möglichst aktuell vorhanden sein (Aktualität).

Diese Anforderungen an die Indikatoren erscheinen sinnvoll, allerdings sollten die Indikatoren auf nachvollziehbare Weise hinsichtlich der Kriterien geprüft

werden. Die Expertenkommission sieht dabei den Zielbezug als Hauptkriterium der Bewertung. So müssen die Indikatoren einen eindeutigen Bezug zu den Zielen der Energiewende aufweisen. Darüber hinaus besteht in einigen Bereichen weiterer Datenerhebungs- sowie Indikatorenbedarf. Die Indikatorik sollte aber nicht unnötig vergrößert und neue Indikatoren noch stärker auf ihre Relevanz geprüft werden. Sie könnten bisher nicht-betrachtete Bereiche abdecken, z.B. die Sanierungsrate im Gebäudebereich, oder bisherige Indikatoren ersetzen, wenn dadurch eine bessere Darstellung der relevanten Sachverhalte erfolgt. Dabei sollte der gesteckte Rahmen möglichst weitergeführt werden, um in Zukunft auf mehrjährige konsistente Datenreihen zurückgreifen zu können.

2.2 Energiestatistische Datenbasis

28. Die Basis für die Berechnung von Indikatoren bilden statistische Daten. Der Monitoring-Prozess hängt damit entscheidend von der zugrunde liegenden Informations- und Datenbasis ab. Im Kern sind dafür belastbare, regelmäßig vorliegende und der Fragestellung angemessene Daten unabdingbar. Neben den energiebezogenen Daten müssen auch die Bezugsdaten und beeinflussenden Aktivitätsgrößen wie Einwohnerzahl, Bruttoinlandsprodukt, Industrieproduktion, Wohnungsbestand etc. diesen Anforderungen genügen.

29. Aus Sicht der Expertenkommission sind an die zu Grunde liegenden **Daten** weitergehende Anforderungen zu stellen. So sind die Daten auf Relevanz und Repräsentativität zu prüfen. Auch die Datenverfügbarkeit ist wichtig. Die erforderlichen Daten sollten möglichst kostenfrei und leicht verfügbar sein oder mit möglichst geringem Aufwand gesammelt oder erhoben werden können. Die Datenqualität ist von zentraler Bedeutung. So sollten Daten verwendet werden, die eine hohe Datengüte beziehungsweise möglichst geringe stochastische Streuungen oder systematische Verzerrungen aufweisen. Amtliche beziehungsweise quasi-amtliche Daten sind dabei zu bevorzugen. Auch die Aktualisierbarkeit spielt eine Rolle. Die zugrundeliegenden Daten sollten ohne großen Aufwand regelmäßig fortgeschrieben werden können. Hierbei werden in der Regel vollständige Zeitreihen mit Jahresdaten angestrebt. Weiterhin sollte auf die Vergleichbarkeit geachtet

werden, nicht zuletzt auf internationaler Ebene (gleiche Datenquellen, Datenstände, Abgrenzungen, Definitionen etc.). Wichtig für einen kontinuierlichen Monitoring-Prozess ist die Verfügbarkeit angemessener Zeitreihen der Daten.

30. Wesentliche Datenquellen sind die statistischen Ämter von Bund und Ländern, das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), die Bundesnetzagentur (BNetzA), das Umweltbundesamt, die Statistik der Kohlenwirtschaft e.V., die Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) sowie die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB). Die **Energiebilanzen** der AGEB liefern ein umfassendes Bild von Energieangebot und -nachfrage. Für die Energiebilanzen stellt die amtliche Statistik die zentrale Datenquelle dar. Die statistischen Ämter von Bund und Ländern erheben, auf Basis des 2003 erlassenen Energiestatistikgesetzes (EnStatG), für die Bereiche Elektrizität, Gas, Kraft-Wärme-Kopplung, Kohlenimporte, erneuerbare Energien sowie für die Energieverwendung im Bereich der gewerblichen Wirtschaft ein Datengerüst. Darüber hinaus gibt es weitere nicht-staatliche Datenquellen.¹

31. Die von einer Vielzahl von Institutionen zur Verfügung gestellten Daten dürfen aber nicht darüber hinweg täuschen, dass der Datenbedarf für ein sachgerechtes und aussagekräftiges Monitoring nicht in jedem Fall befriedigt werden kann. Insbesondere fehlt der amtlichen Statistik die Flexibilität, um auf die dynamischen Entwicklungen auf den Energiemärkten (Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte, dezentrale Strukturen etc.) angemessen reagieren zu können. Dadurch ist die amtliche Statistik in einigen Bereichen stark verbesserungsbedürftig. Das gilt nicht nur für den Strommarkt, sondern auch für den Endverbrauch der Haushalte oder des Sektors „Gewerbe, Handel, Dienstleistungen“ (GHD).

¹ Zusätzliche Statistiken liefern Wirtschaftsverbände wie der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), der Mineralölwirtschaftsverband (MWW), der Verein der Kohlenimporteure und die AG Fernwärme (AGFW). Teilweise helfen auch Sondererhebungen, bestehende Datenlücken vor allem für die Verbrauchsbereiche Private Haushalte sowie Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) zu schließen.

Eine Veränderung dieser Situation zugunsten einer flexiblen Anpassung an veränderte Strukturen ist nur mit einer grundlegenden **Novellierung des Energiestatistikgesetzes** möglich. Dabei geht es vor allem um eine Vereinfachung der rechtlichen Anordnung von energierelevanten Statistiken, bei der beispielsweise 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. Wo der umfassenden amtlichen Erhebung Grenzen gesetzt sind, wie bei den privaten Haushalten sowie im Bereich GHD, sind Grundlagen für regelmäßige stichprobenorientierte Erhebungen oder Studien zu schaffen. 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 und der begleitenden Regelungen.

32. Auch die AGEB, die für die quasi-amtlichen Energiebilanzen für Deutschland zuständig ist, betont die Gefahr, dass sich die energiestatistische Datenbasis im Bereich der amtlichen Statistik zu verschlechtern droht. Dieser Gefahr sollte durch entsprechende Anpassungen im Energiestatistikgesetz begegnet werden. Dazu müssen dann aber auch die entsprechenden personellen Kapazitäten bei der amtlichen Statistik des Bundes und der Länder bereitgestellt werden.

33. Bei der Interpretation von energiebezogenen Indikatoren sind einige methodische Besonderheiten im Hinblick auf die **Nutzung von Energiebilanzdaten** zu beachten. Das betrifft etwa die Konventionen bei der primärenergetischen Bewertung der Kernenergie einerseits und einiger erneuerbarer Ener-

gien zur Stromerzeugung andererseits.² Das hat gerade in Umbruchzeiten erhebliche Konsequenzen auf die Veränderungen von Energieeffizienzindikatoren: Im extremen Fall führt der Ersatz des Atomstroms durch erneuerbare Energien zu einer sprunghaften Verbesserung der Energieeffizienz, obwohl es sich hier lediglich um einen statistischen Effekt handelt, der keine Aussage über die reale Effizienzveränderung zulässt [AGEB, 2011].

34. Diese Problematik lässt sich zwar umgehen, wenn statt auf die Primärenergie auf die Endenergie Bezug genommen wird. Aber für beide Fälle müssen noch weitere ergebnisrelevante Einflüsse berücksichtigt werden. So wird unter den natürlichen Bedingungen in Deutschland ein großer Teil des Energieverbrauchs von der jeweiligen Witterung beeinflusst. Dadurch kann ein deutlicher Anstieg der Effizienz allein daran liegen, dass weniger Heizenergiebedarf besteht, weil es in einem Jahr im Vergleich zum Vorjahr erheblich wärmer war. Umgekehrt gilt natürlich ebenso: Ein kälteres Jahr mit höherem Heizenergiebedarf führt statistisch automatisch zu einer Effizienzverschlechterung. Aus diesen Gründen sollte bei der Interpretation insbesondere von Effizienzindikatoren stets von temperaturbereinigten Werten ausgegangen werden [Ziesing, 1995].

35. Schließlich ist im Hinblick auf die energiestatistische Datenbasis zu beachten, dass es weitgehend unbekannt ist, wie sich die Lagerbestände beispielsweise für das leichte Heizöl bei den privaten Verbrauchern und in Gewerbe, Handel, Dienstleistungen verändern. Für diese Sektoren gibt es, anders als für das produzierende Gewerbe, lediglich statistische Angaben für den Absatz von leichtem Heizöl aber nicht für den tatsächlichen Verbrauch. Das heißt: Absatz und Verbrauch sind nicht gleichzusetzen. Zum jeweiligen Tankverhalten und den daraus resultierenden Änderungen des Betankungsgrades liegen je-

² Entsprechend dem internationalen Standard wird bei der Bilanzierung von Primärenergiedaten die Stromerzeugung aus Kernkraftwerken mit einem Nutzungsgrad von 33 % bewertet, während die erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung, die für sich genommen (anders als die Biomasse) keinen originären Heizwert haben, mit 100 % bewertet werden. Das betrifft die Stromerzeugung in Wasserkraft, Windkraftanlagen oder PV-Anlagen, aber auch den Stromaußenhandel.

doch lediglich Befragungsergebnisse für eine Stichprobe im Bereich der privaten Haushalte vor. Insoweit sind darauf basierende Schätzungen der Lagerbestandsveränderungen und damit des tatsächlichen Verbrauchs mit hohen Unsicherheiten verbunden.

36. Aus den genannten Gründen sind für die Stärkung der **Aussagekraft** von Energieindikatoren in jedem Fall nicht nur temperaturbereinigte Energiedaten, sondern – soweit möglich – auch lagerbestandsbereinigte Daten zugrunde zu legen. Die damit verbundenen Unsicherheiten sind in Kauf zu nehmen, da eine Beschränkung nur auf die Ursprungswerte mit hoher Wahrscheinlichkeit zu Fehlinterpretationen führt.

37. Von gewissem Einfluss auf die Aussagekraft bestimmter Energieindikatoren ist schließlich noch die Konvention bei der Differenzierung des Brennstoffeinsatzes für die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) auf die beiden erzeugten Sekundärenergieträger Strom und Wärme (beziehungsweise Kälte). Dies berührt in erster Linie Niveau und Struktur des industriellen Endenergieverbrauchs, weil dort nur der Brennstoffeinsatz industrieller KWK-Anlagen für die Wärmebereitstellung verbucht wird. Der Brennstoffeinsatz für die KWK-Stromerzeugung wird dagegen dem Umwandlungsbereich zugeordnet. Nach der im Rahmen der Energiebilanzen verwendeten, international üblichen Methode wird der Effizienzvorteil der Kraft-Wärme-Kopplung auf beide Produkte verteilt [AGEB, 2012a].

38. Durch diese neue Berechnungsmethode ergibt sich für den Umwandlungsbereich innerhalb der Energiebilanzen ein gewisser Bruch seit 2003 gegenüber den Vorjahren. Ebenso ist der industrielle Endenergieverbrauch davon berührt, da darin zwar wie bisher der Brennstoffeinsatz in KWK-Anlagen zur Wärmeerzeugung enthalten ist, aber nun auf neuer Berechnungsgrundlage. Durch diese Vorgehensweise reduziert sich allerdings der Anteil des Brennstoffeinsatzes des KWK-Prozesses im Umwandlungsbereich und der Endenergieverbrauch der Industrie erhöht sich. Dies ist vor allem bei der Bewertung der Effizienzindikatoren für die Industrie zu berücksichtigen.

39. Unabhängig von diesen methodischen Fragen wie der Datenbereinigung sollte bei der Diskussion über Indikatoren immer deutlich zwischen den jeweiligen Betrachtungsebenen unterschieden werden. Diese reichen von der Makroebene (Volkswirtschaft) über die sektorale Ebene (einzelne Energie-

verbrauchergruppen) bis hin zur Geräteebene (einzelne Elektrogeräte, Heizungsanlagen oder Fahrzeuge). Welche Ebene gewählt wird, hängt von der jeweiligen Fragestellung, aber auch von Datenverfügbarkeit und -qualität ab.

40. Deutschland verfügt zwar über eine vergleichsweise solide energiestatistische Datenbasis, doch zeigen sich deutliche Unterschiede hinsichtlich der Datenqualität bei den einzelnen Sektoren und/oder Energieträgern. Unter Berücksichtigung der methodischen Festlegungen sind die Angaben zum Primärenergieverbrauch (einheimische Gewinnung, Importe/Exporte, Bunkerungen und Bestandsveränderungen) sowie zum Energieverbrauch im Umwandlungsbereich und im verarbeitenden Gewerbe weitgehend gesichert. Hier liegen regelmäßige und verbindliche Berichtspflichten vor. Auch die auf Sektoren bezogenen Basisdaten für den Verkehr und die Hauptverkehrsträger sind vergleichsweise gesichert. Anders sieht dies indes bei den energiewirtschaftlich nicht minder bedeutsamen Sektoren der privaten Haushalte sowie GHD aus. Hier ist die Datenbasis mangels entsprechender Berichterstattungssysteme weniger gesichert. Es gibt aber für beide Sektoren gesonderte stichprobengestützte Erhebungen, die seit einigen Jahren in gewissen zeitlichen Abständen durchgeführt werden und für Analysezwecke wichtige Informationen bereitstellen.

3 Initiativen im Bereich der Energieeffizienz

Das Wichtigste in Kürze

Die Steigerung der Energieeffizienz ist eine der zentralen Voraussetzungen zur Ermöglichung der angestrebten Senkung der Treibhausgasemissionen.

Über alle Endenergiesektoren strebt die Bundesregierung eine jahresdurchschnittliche Steigerung der Energieproduktivität um 2,1 % an. In der Vergangenheit hat sich die Energieeffizienz in Deutschland schon spürbar verbessert, wenn auch sektoral in unterschiedlichem Ausmaß. Gleichwohl müssen Tempo und Intensität in Zukunft noch erheblich gesteigert werden, um die angestrebten Verbesserungen bei der Energieeffizienz zu erreichen. Dies gilt im besonderen Maße für den Gebäude- und Verkehrsbereich. Hier besteht ein großer Handlungsbedarf bei der Umsetzung wirksamer Maßnahmen, die sich im Gebäudebereich mit Blick auf das Ziel der Klimaneutralität in erster Linie auf die energetische Sanierung des Gebäudebestands richten müssen. Beim Verkehrsbereich sollte man sich nicht nur auf die Elektromobilität konzentrieren, sondern umfassendere Mobilitätskonzepte umsetzen, die sich an einer nicht-fossilen Strategie für die unterschiedlichen Verkehrssysteme und deren Zusammenwirken im Personen- und Güterverkehr ausrichten.

Der Monitoring-Bericht der Bundesregierung diskutiert zum Bereich der Energieeffizienz eine Reihe von Indikatoren und weist auf Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz hin. Die vorgelegten Indikatoren sind klar definiert und nachvollziehbar abgeleitet. Allerdings wären Aussagen mit Blick auf die Zielerreichung wünschenswert. Hinsichtlich der aufgeführten Maßnahmen fehlt eine Einordnung ihrer Effektivität und Effizienz. Auch eine Einschätzung zur Effizienzsteigerung bei der Stromnutzung sowie zur Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung vor dem Hintergrund des Ziels eines 25 %-igen Erzeugungsanteils im Jahr 2020 wird vermisst.

3.1 Die effizienzrelevanten Ziele des Energiekonzepts

41. Die Bundesregierung strebt für 2050 an, den Primärenergieverbrauch bis dahin im Vergleich zu 2008 zu halbieren sowie den Energieverbrauch zur Raumwärme sogar um 80 % und im Verkehrsbereich um 40 % zu reduzieren.

Dazu soll die auf die Endenergie bezogene Energieproduktivität jahresdurchschnittlich um 2,1 % gesteigert werden. Außerdem soll der Stromverbrauch im Jahr 2050 um ein Viertel niedriger sein als 2008.

Es sei hervorgehoben, dass dieses Zielbündel im Wesentlichen auf den zur Vorbereitung des Energiekonzepts von einem Institutsconsortium entwickelten Energieszenarien basiert [Prognos et al., 2010]. Deshalb ist auch ein Vergleich der dabei erarbeiteten Zielszenarien mit dem zugleich entwickelten Referenzszenario von Interesse, da auch dies Aussagen über die (zusätzlich) notwendigen Verbesserungen der Energieproduktivität sowie über den weiterhin bestehenden Handlungsbedarf erlaubt (vgl. Tab. 3-1).

Tab. 3-1: Veränderungen des sektoralen Energieverbrauchs und der sektoralen Energieproduktivitäten im Referenz- und in den Zielszenarien für das Energiekonzept der Bundesregierung für die Perioden 2008 bis 2020 sowie 2008 bis 2050

	Referenz-Szenario	Ziel-Szenarien	Referenz-Szenario	Ziel-Szenarien
	2008 bis 2020		2008 bis 2050	
	Veränderungen des jeweiligen Verbrauchs in %			
Primärenergieverbrauch	-14	-16	-34	-51
Endenergieverbrauch	-8	-12	-24	-43
Industrie	-12	-13	-18	-38
GHD	-11	-19	-35	-47
Verkehr	-3	-6	-25	-41
Haushalte	-9	-12	-25	-47
Bruttostromverbrauch	-7	-10	-10	-26
	Veränderungen der jeweiligen Energieproduktivität in % pro Jahr			
Primärenergieverbrauch	1,9	2,0	1,8	2,5
Endenergieverbrauch	1,3	1,7	1,5	2,1
Industrie	1,3	1,4	1,0	1,6
GHD	1,9	2,6	2,1	2,5
Verkehr	1,5	1,9	1,7	2,3
Haushalte	1,4	1,7	0,9	1,8
Bruttostromverbrauch	1,2	1,5	1,0	1,5

Quelle: [Prognos et al., 2010] (Eigene Berechnungen)

42. Es zeigt sich, dass das Ziel einer Halbierung des Primärenergieverbrauchs bis 2050 innerhalb der Periode von 2008 bis 2050 eine jahresdurchschnittliche Steigerung der gesamtwirtschaftlichen Energieproduktivität um 2,5 % erfordert. Im Vergleich zu der in diesem Zeitraum unter Referenzbedingungen erwarteten Produktivitätsverbesserung von 1,8 % müsste damit das Produktivitätsniveau im Jahr 2050 zur Zielerreichung um ein Drittel höher sein. Ähnliche Relationen zeigen sich auch in der Industrie und im Verkehr. Dagegen fallen im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) und beim Bruttostromverbrauch die gegenüber dem Referenzszenario zusätzlichen Produktivitätssteigerungen mit rund 20 % etwas niedriger, bei den Haushalten aber mit nahezu 50 % deutlich höher aus. Vor diesem Hintergrund wurden in der Szenarien-Studie auch zahlreiche Hinweise auf die zur Zielerreichung notwendigen politischen Maßnahmen gegeben. Die Aussage ist deutlich: Ohne weitergehende zusätzliche Maßnahmen werden die Effizienzziele der Energiewende nicht erreicht.

43. Ob sich Deutschland erkennbar bereits auf dem Zielpfad befindet, ist angesichts der kurzen Zeit nach Verabschiedung des Energiekonzeptes im September 2010 gegenwärtig noch nicht eindeutig zu bestimmen. Dies liegt aber auch darin begründet, dass die energiewirtschaftliche Entwicklung vor allem seit 2008 erheblich von den wirtschaftlichen Turbulenzen beeinflusst worden ist. Die im Jahr 2009 auch in Deutschland voll ausgebrochene wirtschaftliche Krise hat teilweise tiefgreifende Produktionseinbrüche bei energieintensiven Wirtschaftszweigen und einen Rückgang der gesamtwirtschaftlichen Leistung um mehr als 5 % bewirkt. Dadurch ist es zu einer ähnlich starken Minderung des Primärenergieverbrauchs wie des Endenergieverbrauchs (bei subsektoral unterschiedlichen Veränderungsdaten) gekommen. Der konjunkturelle Aufschwung 2010, der sich nur leicht abgeschwächt 2011 fortsetzte, war zunächst wieder mit einem deutlichen Verbrauchszuwachs verknüpft. Im Jahr 2011 ging er aber mit einem moderaten Verbrauchsrückgang einher. Eindeutige Tendenzen oder gar Tendenzwenden für die Zukunft lassen sich aus einer volatilen Entwicklung, die zudem noch durch wechselnde Witterungseinflüsse geprägt wurde, kaum feststellen.

44. Der Monitoring-Bericht diskutiert zum Bereich der Energieeffizienz eine Reihe von Indikatoren und weist auf Maßnahmen zur Verbesserung der Ener-

gieeffizienz hin. Entsprechend dieser Zweiteilung werden im Folgenden die jeweiligen Darstellungen im Monitoring-Bericht bewertend kommentiert.

45. Der Monitoring-Bericht verwendet zur Kennzeichnung der Entwicklung der Energieeffizienz im Wesentlichen die folgenden Indikatoren:

- Gesamtwirtschaftliche Primär- und Endenergieproduktivität
- Endenergieproduktivität der Industrie
- Endenergieproduktivität von Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
- Wohnflächenentwicklung sowie durchschnittlicher Energieverbrauch der Haushalte je Wohnfläche
- Verkehrsbedingter Energieverbrauch, Verkehrsleistungen sowie Durchschnittsverbrauch neuer Pkw

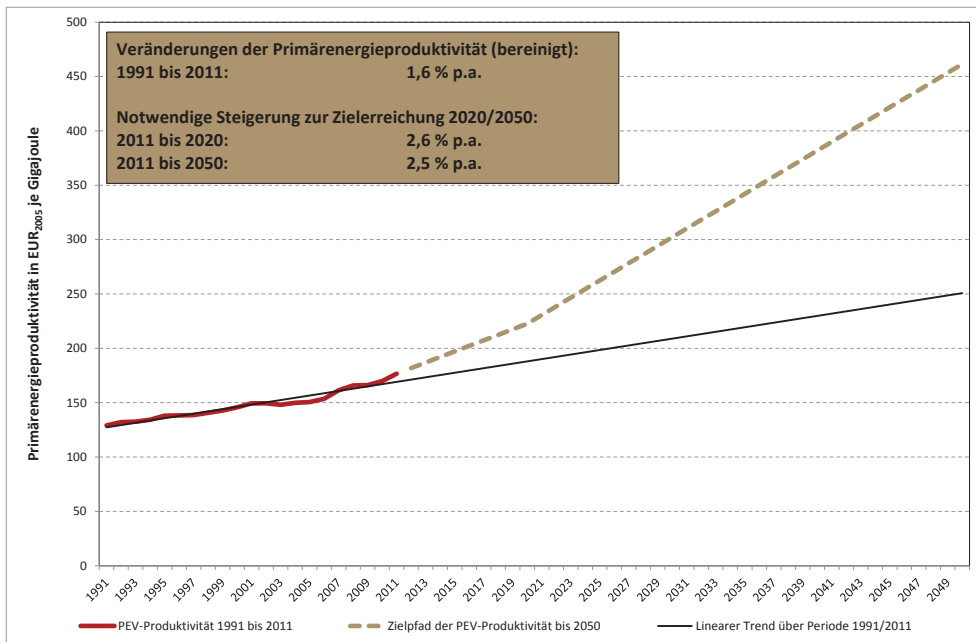
46. Die vorgelegten Indikatoren sind klar definiert und nachvollziehbar abgeleitet. Ihre Aussagefähigkeit ist angesichts des zumeist sehr hohen Aggregationsniveaus insoweit begrenzt, als die strukturellen Unterschiede und Energieeffizienzveränderungen in den jeweiligen Subsektoren überdeckt und damit mit ihrem Einfluss auf den aggregierten Indikator nicht erkennbar werden. Insoweit bleiben die Wirkungen des sektoralen Strukturwandels auf die Veränderungen der Effizienz des Gesamtaggregates ausgeblendet. Generell wird auch der Einfluss der Energiewende nicht weiter thematisiert. Im Folgenden soll zu den einzelnen Indikatoren bewertend Stellung genommen werden. Dabei wird bei den energiebezogenen Daten grundsätzlich von temperaturbereinigten (und gegebenenfalls lagerbestandsbereinigten) Verbrauchswerten ausgegangen.

3.2 Effizienzindikatoren auf Makroebene

47. Als Indikator für die Energieeffizienz einer Volkswirtschaft wird zumeist die **Primärenergieproduktivität**, definiert als das Verhältnis von Bruttoinlandsprodukt zum Primärenergieverbrauch, gewählt. Die Bundesregierung hat für diesen Indikator explizit kein Ziel formuliert. Dies lässt sich aber aus dem Ziel ableiten, den Primärenergieverbrauch bis 2020 um 20 % und bis 2050 um 50 % im Vergleich zu 2008 zu senken. Wenn die den Energieszenarien zugrunde gelegte gesamtwirtschaftliche Entwicklung unterstellt wird, ist die Reduktion des Primärenergieverbrauchs bis 2020 im Vergleich zu 2011 bei einer

durchschnittlichen jährlichen Steigerung der Energieproduktivität um 2,6 % zu realisieren. Gemessen an der für die vergangenen 20 Jahre feststellbaren Verbesserung der gesamtwirtschaftlichen Energieproduktivität von 1,6 %, müsste zur Zielerfüllung die Energieproduktivität in den kommenden Jahren im jährlichen Mittel um etwa einen Prozentpunkt gesteigert werden (vgl. Abb. 3-1).

Abb. 3-1: Entwicklung der gesamtwirtschaftlichen Primärenergieproduktivität von 1991 bis 2011 und Zielfad bis 2050



Quellen: [BMWi/BMU, 2010], [Prognos et al., 2010], [Destatis, 2012a], [AGEB, 2012b] (Eigene Berechnungen)

48. Die Halbierung des Primärenergieverbrauchs bis 2050 erfordert von 2020 bis 2050 eine weitere Verbesserung um 2,5 % pro Jahr. Gegenüber der Fortsetzung des bisherigen längerfristigen Trends (aber auch im Vergleich zu dem in den Energieszenarien beschriebenen Referenzpfad) ergibt sich eine spürbar ausweitende Schere. Ein Teil dieser Schere wird sich schon aus den weiter oben genannten Gründen zur primärenergetischen Bewertung der Kernenergie einerseits und der nicht-biogenen erneuerbaren Energieträger andererseits schließen. Wie Tab. 3-2 zeigt, fällt dieser Bewertungseffekt in den Jahren von 1991 bis 2011 noch nicht sonderlich ins Gewicht, doch kommt er im Jahresvergleich 2011 zu 2010 mit dem kräftigen Rückgang der Stromerzeugung aus Kernkraftwerken und dem expansiven Vordringen der erneuerbaren

Energien deutlich zum Tragen. Während die Energieproduktivität auf Basis der bereinigten Werte nach dem Wirkungsgradansatz im Jahr 2011 um 4 % höher war als im Jahr 2010, wären es nach dem früher verwendeten Substitutionsansatz lediglich 2,8 % gewesen.

Tab. 3-2: Veränderungen der Energieproduktivität in Abhängigkeit von der energetischen Bewertung des Primärenergieverbrauchs

	Veränderungen in % pro Jahr	
	1991 bis 2011	2010 bis 2011
Ursprungswerte (Wirkungsgradansatz)	1,7	8,3
Bereinigte Werte (Wirkungsgradansatz)	1,6	4,0
Bereinigte Werte (Substitutionsansatz)	1,5	2,8

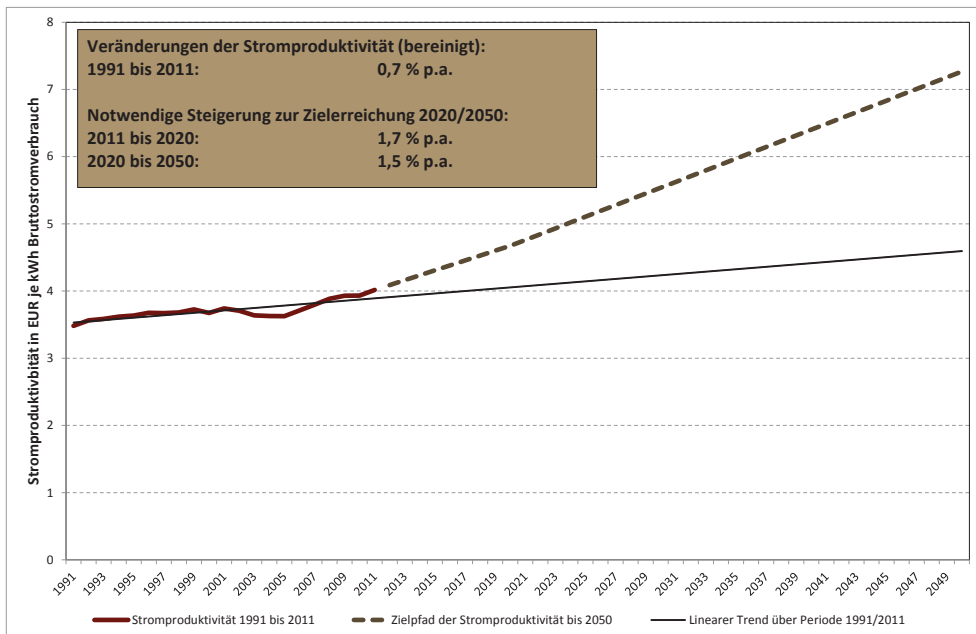
Quellen: [Destatis, 2012a], [AGEB, 2012b] (Eigene Berechnungen)

Dieser Effekt wird auch künftig mit dem vollständigen Wegfall der nuklearen Stromerzeugung und dem dominierenden Anteil der erneuerbaren Energien spürbar sein. Nach überschlägigen Rechnungen dürfte dieser Effekt über die gesamte Periode bis 2050 hinweg allein rund 0,3 Prozentpunkte ausmachen. Trotz aller Unsicherheit in der längerfristigen Perspektive bleibt wohl trotzdem eine Lücke, die ohne zusätzliche Maßnahmen nicht geschlossen werden dürfte [Ecofys, 2012].

49. Der Bruttostromverbrauch soll bis 2020 um 10 % und bis 2050 um 25 % reduziert werden. Im Monitoring-Bericht wird dieses Ziel explizit ausgewiesen und die bisherige Entwicklung im Abschnitt 4.3 beschrieben. Anders als dies im vergleichbaren Fall des Primärenergieverbrauchs geschieht, wird jedoch keine Aussage zur **Stromeffizienz** getroffen. Um die angestrebte Minderung des Stromverbrauchs zu schaffen, muss bei gegebenem gesamtwirtschaftlichen Wachstum - wie in der Energieszenarien-Studie - die gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität im jährlichen Durchschnitt bis 2020 um 1,7 % 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 (temperaturbereinigte) Stromproduktivität jahresdurchschnittlich lediglich um 0,7 % gesteigert wurde, ist eine Verdoppelung des Produktivitätstempos notwendig (vgl. Abb. 3-2).

Immerhin hat sich die Produktivität im Durchschnitt der Jahre 2008 bis 2011 mit 1,1 % leicht überdurchschnittlich erhöht, wobei die Veränderungsraten sehr unterschiedlich ausfielen (+1,2 % 2008/2009; 0 % 2009/2010 sowie +2,3 % 2010/2011). Selbst eine Fortsetzung dieser Entwicklung reicht nicht aus, um die angestrebte Stromeinsparung bis 2020 zu erreichen, weil in Zukunft mit zusätzlichen Stromanwendungen gerechnet werden muss. Es sei hier nur auf das Marktwachstum von Elektrowärmepumpen sowie auf die Ziele der Bundesregierung zur Elektromobilität hingewiesen.

Abb. 3-2: Entwicklung der gesamtwirtschaftlichen Stromproduktivität von 1991 bis 2011 und Zielpfad bis 2050



Quellen: [Destatis, 2012a], [AGEB, 2012c] (Eigene Berechnungen)

50. Die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) kann wesentlich zur Steigerung der Energieproduktivität beitragen. Deshalb fördert die Bundesregierung seit Jahren deren Nutzung. Mit der Novellierung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWK-G) im Jahr 2012 sind die Förderbedingungen deutlich verbessert worden. Dies auch deshalb, um die Voraussetzungen zur Erreichung des explizit genannten Ziels eines Stromerzeugungsbeitrages von 25 % zu schaffen. Im Monitoring-Bericht wird die KWK zwar an verschiedenen Stellen angesprochen, jedoch nicht im Abschnitt zur Energieeffizienz. Vor dem Hintergrund des

angestrebten Ausbauzieles und der Bedeutung der KWK für die Energieeffizienz sei aber hier auf die bisherige Entwicklung hingewiesen (vgl. Tab. 3-3).

Tab. 3-3: Entwicklung der Nettostromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen von 2003 bis 2011

Berichtskreis	Nettostromerzeugung (Mrd. kWh)								
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Allgemeine Versorgung	50,3	52,4	52,3	54,0	51,9	53,8	50,5	53,4	51,1
Industrielle Kraftwirtschaft	23,5	22,9	25,6	25,8	25,8	25,7	26,6	29,8	28,4
Summe der amtlich erfassten Erzeugung	73,8	75,3	77,9	79,8	77,6	79,5	77,0	83,2	79,6
Nicht erfasste BHKW und biogene KWK-Anlagen ³	1,8	2,0	2,1	2,8	5,0	6,7	8,4	9,9	11,4
KWK-Stromerzeugung insgesamt	75,6	77,2	80,	82,5	82,6	86,2	85,4	93,1	91,0

Quellen: [Destatis, 2012b], [Öko-Institut, 2012]

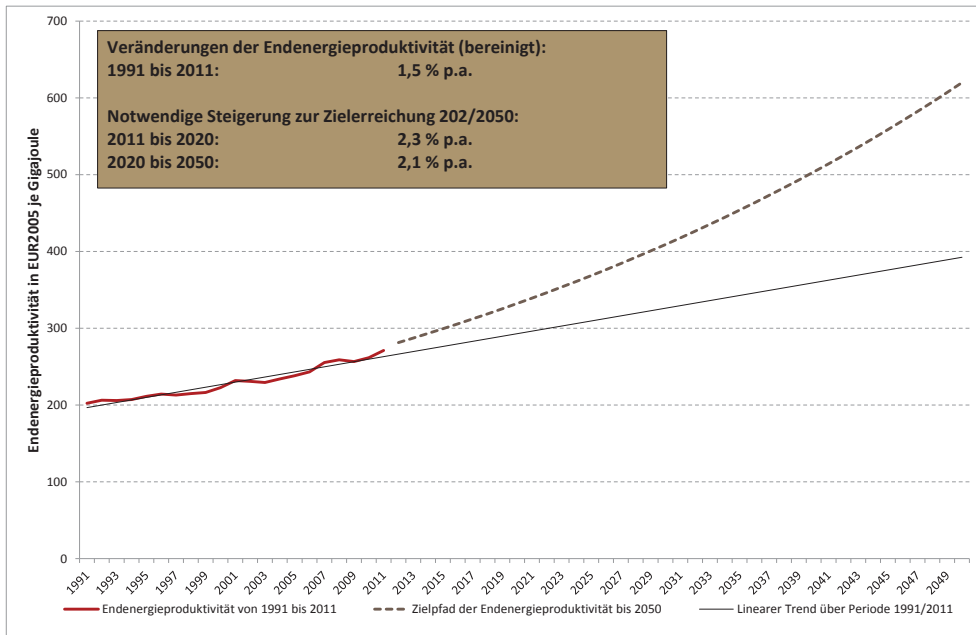
In der Zeit von 2003 bis 2011 ist der KWK-Anteil an der Stromerzeugung von reichlich 13 % auf beinahe 16 % gestiegen. Um das noch bestehende Zieldefizit von 9 Prozentpunkten in den verbleibenden 8 Jahren bis 2020 zu überbrücken, müsste der KWK-Ausbau erheblich ausgeweitet werden. Dies gestaltet sich umso schwieriger, als gegenwärtig Investitionen in konventionelle Kraftwerke vielfach unwirtschaftlich sind.

51. Die Steigerung der auf die Endenergie bezogenen Produktivität bis 2050 um jahresdurchschnittlich 2,1 % gegenüber 2008 ist explizites Ziel der Bundesregierung. Innerhalb der Periode von 1991 bis 2011 hat sich die **Endenergieproduktivität** im Jahresdurchschnitt lediglich um 1,5 % erhöht. Gemessen am Niveau 2011 müsste die Endenergieproduktivität bis 2020 jahresdurchschnitt-

³ 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 den Daten von AGEE-Stat und BNetzA abgeleitet werden kann und nicht bereits in den Datengerüsten der allgemeinen Versorgung oder industriellen Kraftwirtschaft enthalten sind (Abzugsverfahren).

lich um 2,3 % gesteigert werden, danach um die Zielrate von 2,1 % pro Jahr. Im Jahr 2050 wäre die Endenergieproduktivität damit um den Faktor 2,4 höher als 2011 (vgl. Abb. 3-3).

Abb. 3-3: Entwicklung der Endenergieproduktivität 1991 bis 2011 sowie Zielpfad bis 2050



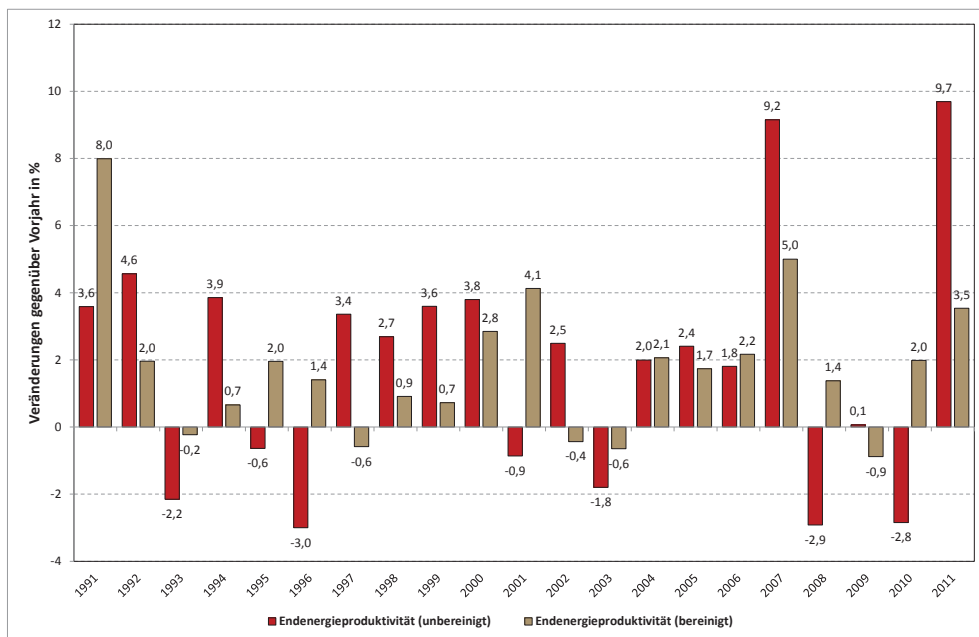
Quellen: [Destatis, 2012a], [Destatis, 2012c], [AGEB, 2012b] (Eigene Berechnungen)

Ähnlich wie bei der Primärenergieproduktivität hat sich auch bei der Endenergie die Produktivität in den beiden letzten Jahren 2010 und 2011 nach dem tiefen, krisenbedingten Einschnitt 2009 deutlich nach oben entwickelt.⁴ Allerdings zeigt Abb. 3-4 auch, dass die Produktivität schon in der Vergangenheit erheblichen Schwankungen unterworfen war. Selbst die hohe Steigerung im Jahr 2011 mit 3,5 % ist nicht außergewöhnlich; von 1991 an wurde dieser Wert in drei Jahren übertroffen. Bemerkenswert ist auch, dass innerhalb der Periode 1991 bis 2011 in fünf Jahren die Produktivität sogar spürbar gesunken ist.

⁴ Es sei hier nur darauf hingewiesen, dass das zuvor bei der Primärenergie diskutierte Problem der unterschiedlichen energetischen Bewertung bei der Endenergie keine Rolle spielt.

Insofern sind auch eindeutige Tendenzaussagen, insbesondere mit Blick auf die jüngere Entwicklung, ohne weitere Untersuchungen kaum möglich. Dennoch erscheint es wenig plausibel, dass es einen endogenen Trend hin zu dem von der Bundesregierung angestrebten Pfad geben wird. Wie weiter oben gezeigt worden ist, sprechen auch die Ergebnisse des Referenzszenarios gegen eine solche Erwartung.

Abb. 3-4: Veränderungen der Endenergieproduktivität gegenüber dem Vorjahr von 1991 bis 2011



Quellen: [Destatis, 2012a], [AGEB, 2012b] (Eigene Berechnungen)

Dabei stellt sich natürlich auch das Problem der „Steuerbarkeit“ der Endenergieproduktivität, denn letztlich ist dies nur das Resultat der gewichteten Effizienzveränderungen auf der sektoralen und subsektoralen Ebene innerhalb des Endenergieverbrauchs.⁵ Das Ziel wird insofern auch nur erreichbar sein, wenn die notwendigen Effizienzverbesserungen in Industrie, Verkehr, im Be-

⁵ Ähnliches gilt natürlich auch mit Blick auf den Primärenergie- wie den Stromverbrauch.

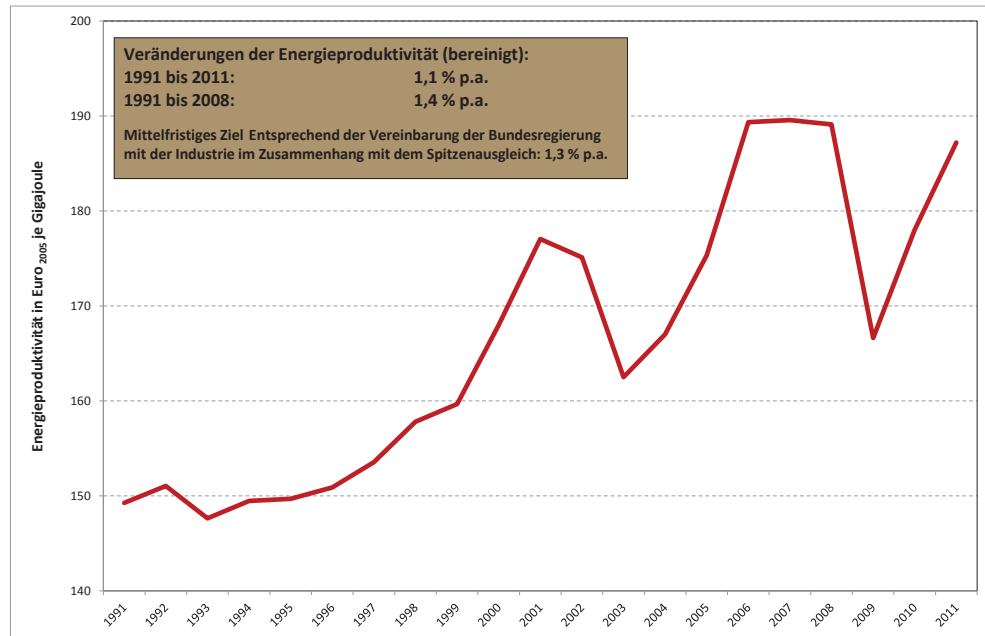
reich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und bei den privaten Haushalten gelingen. Die im Folgenden skizzierten sektoralen Effizienzindikatoren geben einen Eindruck der jeweiligen sektoralen Produktivitätsveränderungen.

3.3 Effizienzindikatoren auf sektoraler Ebene

52. Für die **Industrie** gibt es im Energiekonzept kein unmittelbares Ziel. Es wird allerdings deutlich auf die Notwendigkeiten und Möglichkeiten einer Steigerung der Energieeffizienz hingewiesen. Inzwischen sind auch von der Bundesregierung mit der Industrie im Zusammenhang mit der Diskussion um die Weitergewährung des Spitzenausgleichs im Rahmen des Energie- und Stromsteuergesetzes Vereinbarungen getroffen worden. Danach hat sich die Industrie verpflichtet, Energiemanagementsysteme beziehungsweise Audits in den beantragenden Unternehmen des produzierenden Gewerbes bis Ende 2015 einzurichten und die Energieeffizienz beginnend mit 2013 und zunächst bis 2016 um jährlich 1,3 % zu steigern. Die Effizienzziele sollen dann im Rahmen einer Evaluierung im Jahr 2017 festgelegt werden [Bundesregierung 2012].

53. In den vergangenen 20 Jahren hat sich die Energieproduktivität in der Industrie (definiert als das Verhältnis der Wertschöpfung zum bereinigten Endenergieverbrauch) im jährlichen Mittel um 1,1 % erhöht (vgl. Abb. 3-5). Allerdings ist diese Entwicklung durch sehr hohe Schwankungen gekennzeichnet, für die konjunkturelle Gründe verbunden mit sektoral teilweise erheblichen Ausschlägen maßgeblich waren. Vergleicht man die vergangene Entwicklung mit der oben angesprochenen Vereinbarung über die mittelfristigen Effizienzziele, so lässt sich deren Realisierung auch vor dem Hintergrund des in den Energieszenarien beschriebenen Referenzpfades wohl erwarten. Freilich verlangt das dort formulierte Zielszenario stärkere Effizienzverbesserungen in einer Größenordnung von 1,5 % pro Jahr bis 2020 sowie von 1,7 % für die Periode 2020 bis 2050 (vgl. Tab. 3-1).

Abb. 3-5: Entwicklung der industriellen Energieproduktivität von 1991 bis 2011



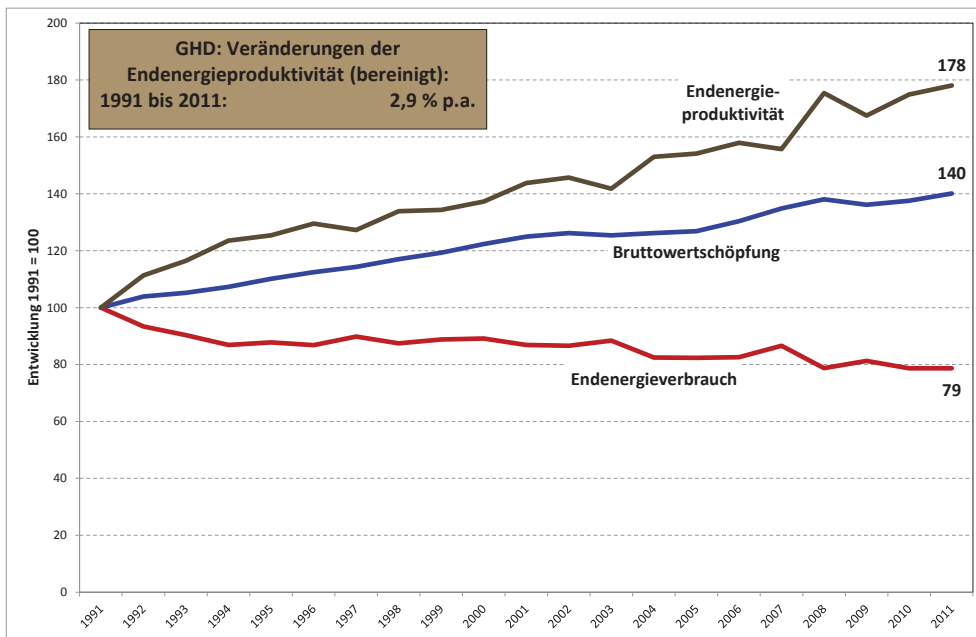
Quellen: [Destatis, 2012a], [AGEB, 2012b] (Eigene Berechnungen)

54. Der Bereich **Gewerbe, Handel, Dienstleistungen** (GHD) ist außerordentlich heterogen und energiestatistisch schlecht erfasst [Fraunhofer ISI, 2012]. Auf Basis der Energiebilanzen ergibt sich die in Abb. 3-6 gezeigte Entwicklung der Energieproduktivität, definiert als Verhältnis des (bereinigten) Endenergieverbrauchs zur (preisbereinigten) Bruttowertschöpfung der dem GHD-Sektor zuzuordnenden Wirtschaftsbereiche.

55. Im Zeitraum von 1991 bis 2011 hat eine vergleichsweise stetige Verbesserung um 2,9 % stattgefunden. Folglich 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 nach einer Studie für die AG Energiebilanzen 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 vor-

gesehenen Maßnahmen der Bundesregierung für den Wärmebereich sein müssen.

Abb. 3-6: Entwicklung der Energieproduktivität im Sektor GHD von 1991 bis 2011



Quellen: [Destatis, 2012a], [AGEB, 2012b] (Eigene Berechnungen)

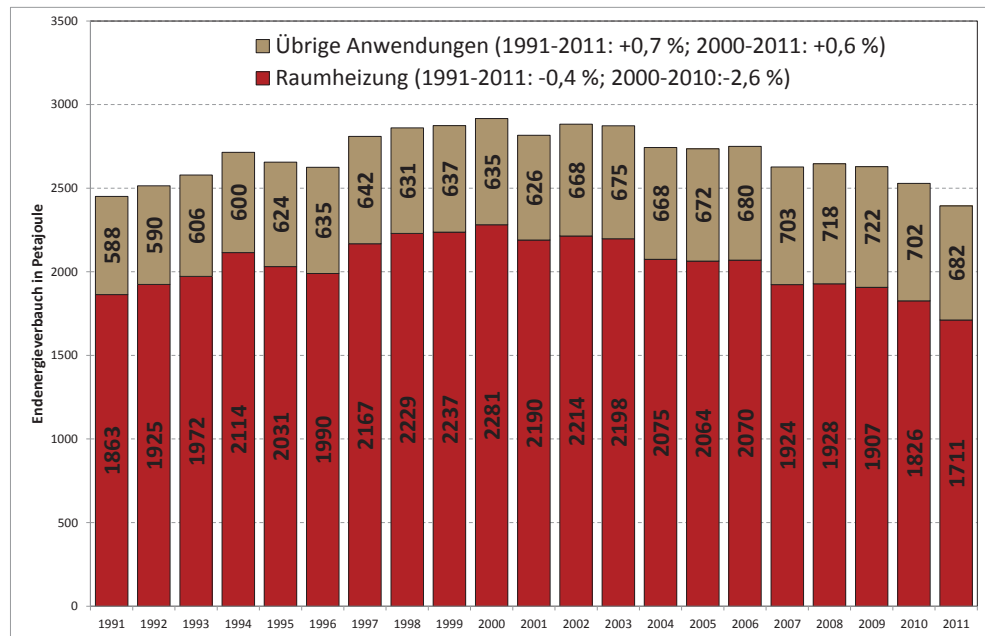
56. Haushalte sind für etwa ein Viertel des gesamten Endenergieverbrauchs verantwortlich. Dabei handelt es sich nur um den stationären Verbrauch, da die private Nutzung von Verkehrsmitteln dem Sektor Verkehr zugerechnet wird. Nach einer weiteren Sonderstudie [RWI, 2012] dominiert bei den Haushalten der Raumwärmebereich mit einem Anteil von reichlich 70 % des gesamten sektoralen Endenergieverbrauchs. Es folgt die Warmwasserbereitstellung mit rund 14 %. Insgesamt war der Endenergieverbrauch der Haushalte im Jahr 2011 um nur etwa 2 % niedriger als 1991, aber um fast 18 % unter dem 2000er Niveau (vgl. Abb. 3-7).

57. Ein wesentlicher Treiber der Energieverbrauchsentwicklung der Haushalte war die Zunahme des Wohnungsbestandes und insbesondere die der Wohnflächen. So gab es 2011 über 6 Mio. mehr Wohnungen (+18,5 %) und knapp 700 Mio. m² (+25,4 %) mehr Wohnfläche als 1991. Bezogen auf die Zahl

der Einwohner erhöhte sich damit die durchschnittliche Wohnfläche von 34,2 m² auf 42,1 m² (+22,6 %).

58. Bis zu der von der Bundesregierung angestrebten Reduktion des Energieverbrauchs für Raumwärme um 20 % bis 2020 sowie um 80 % bis 2050 (jeweils gegenüber 2008) ist es jedoch noch ein weiter Weg: das Ziel für 2020 ist zwar durchaus in greifbarer Nähe - hier müsste der Verbrauch gegenüber 2011 lediglich um 1,2 % pro Jahr gemindert werden -, doch wäre von 2020 an eine Minderung um 4,5 % pro Jahr nötig, um das Ziel für 2050 zu erreichen.

Abb. 3-7: Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Haushalte nach Anwendungszwecken von 1991 bis 2011



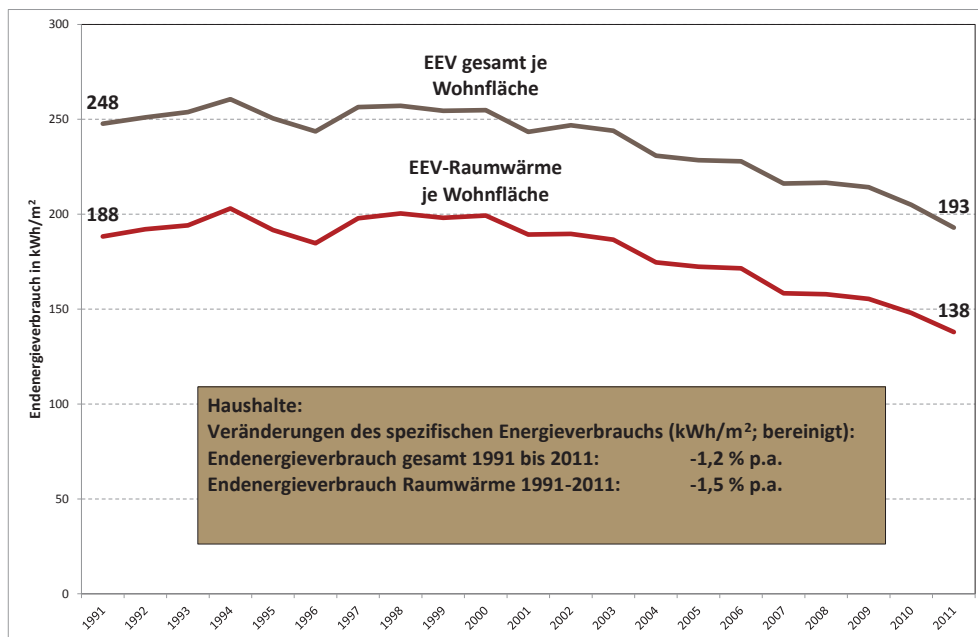
Quellen: [AGEB, 2012b], [RWI, 2012] (Eigene Berechnungen)

59. Beim Energieverbrauch je Einheit Wohnfläche zeigt sich eine nahezu durchgängige Minderung (vgl. Abb. 3-8). Im Mittel der Jahre von 1991 bis 2011 sank der spezifische Energieverbrauch zur Raumheizung um 1,5 % auf zuletzt 138 kWh/m²; beim gesamten spezifischen Verbrauch waren es 1,2 % pro Jahr. Dabei ist festzustellen, dass sich vom Ende der neunziger Jahre an das Minderungstempo etwas beschleunigt hat.

60. Die Problematik bei der Umsetzung des angestrebten klimaneutralen Gebäudebestands wird daran ersichtlich, dass bis 2050 praktisch nahezu jedes Gebäude auf dieses Ziel hin energetisch saniert werden muss. Im Neubaubereich sieht die EU-Gebäuderichtlinie entsprechende Standards ohnehin vor. Die große Frage wird sein, ob ein entsprechendes Vorgehen auch für den Gebäudebestand gelingen wird.

Die von der Bundesregierung dafür als notwendig erachtete Verdoppelung der Sanierungsrate setzt zunächst die Definition einer solchen Rate voraus. Die Definition müsste sich am Kriterium der Klimaneutralität orientieren, es gibt sie aber noch nicht. Ohne eine solche Definition und deren Operationalisierung lässt sich die Anzahl effektiv sanierter Gebäude mangels entsprechender Daten nicht beurteilen.

Abb. 3-8: Entwicklung des spezifischen Energieverbrauchs der Haushalte von 1991 bis 2011



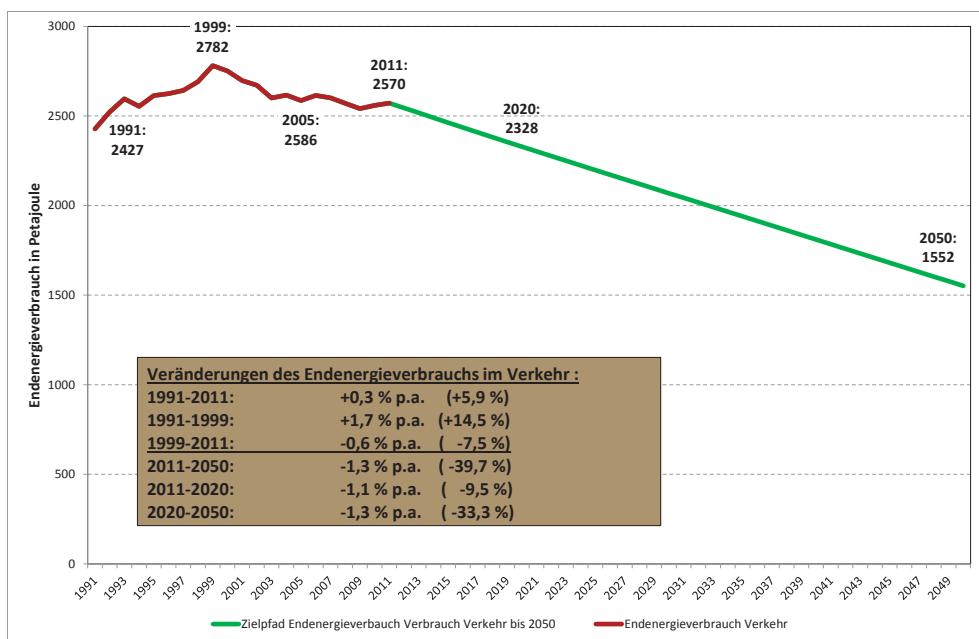
Quellen: [Destatis, 2012d], [AGEB, 2012b] (Eigene Berechnungen)

Es fehlt auch an belastbaren Schätzungen über die Gesamtkosten der energetischen Sanierung hin zu einem klimaneutralen Gebäudebestand. Die Angaben in den Energieszenarien deuten aber darauf hin, dass die Investitionskostenunterschiede in den Zielszenarien im Vergleich zum Referenzpfad im Zeit-

raum bis 2050 Größenordnungen von 300 bis 330 Mrd. Euro erreichen könnten – auf das Jahr umgerechnet also etwa 8 Mrd. Euro.

61. Der **Verkehr** ist gegenwärtig mit einem Endenergieverbrauchsanteil von 28 % der zweitwichtigste Endverbrauchs Bereich. Dem Energiekonzept der Bundesregierung zufolge soll der verkehrsbedingte Endenergieverbrauch von 2005 bis 2020 um 10 % und bis 2050 um 40 % gesenkt werden. Im Jahr 2011 war der Verbrauch noch um rund 6 % höher als 1991; dies überdeckt allerdings eine gesplante Entwicklung: In den neunziger Jahren stieg der verkehrsbedingte Energieverbrauch, auch aufgrund des Nachholeffektes in den neuen Bundesländern. Danach kam es zu einem Rückgang um 7,5 %. Der Rückgang betrifft alle Verkehrsträger mit Ausnahme des Luftverkehrs.

Abb. 3-9: Entwicklung der Energieverbrauchswerte im Verkehr von 1991 bis 2011 sowie Ziel für 2020 und 2050



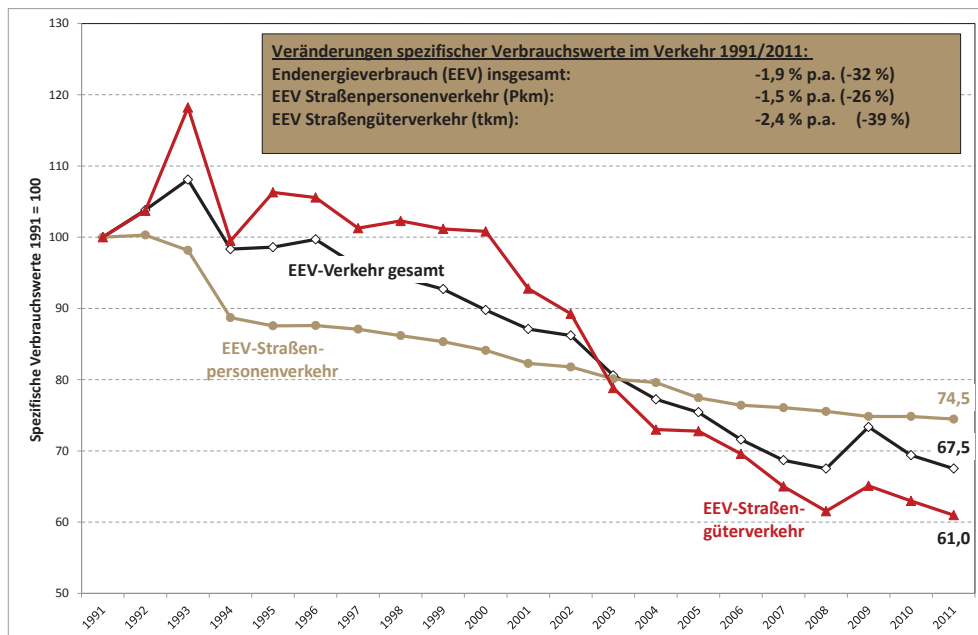
Quellen: [AGEB, 2012b], [BMW/BMU, 2010] (Eigene Berechnungen)

62. Um die Ziele für 2020 und 2050 erreichen zu können, muss die durchschnittliche jährliche Verbrauchsreduktion im Vergleich zu den Jahren von 1999 bis 2011 etwa verdoppelt werden (Abb. 3-9). Zur Senkung des Energieverbrauchs kann eine steigende Energieeffizienz der Fahrzeuge maßgeblich beitragen. Dies gilt vor allem für den Straßenverkehr mit einem Anteil von

85 % am gesamten Energieverbrauch des Sektors. Die Zielerfüllung nach dem Energiekonzept wird also entscheidend von der weiteren Entwicklung im Straßenverkehr abhängen.

63. Dem ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung zufolge sind die spezifischen Verbrauchswerte bei Neufahrzeugen von 1998 bis 2011 bereits beträchtlich gesunken, und zwar um 26 % bei Pkw/Kombi mit Ottomotor und um 24 % bei denjenigen mit Dieselmotor. Es handelt sich um den Normverbrauch, der in der Realität abhängig von Fahrzyklen und Fahrverhalten bei einzelnen Fahrzeugen um 20 % bis 30 % unter den tatsächlichen Verbrauchswerten liegt [DIW, 2012]. Der durchschnittliche Flottenverbrauch im Fahrzeugbestand folgt mit einer Verzögerung den Entwicklungen bei den Neuwagen. Im Zeitraum von 1998 bis 2011 reduzierte sich der spezifische Benzinverbrauch von Pkw lediglich um 10 % und derjenige der Diesel-Pkw sogar nur um knapp 8 %.

Abb. 3-10: Entwicklung spezifischer Energieverbrauchswerte im Verkehr von 1991 bis 2011



Quellen: [AGEB, 2012b], [DIW, 2012] (Eigene Berechnungen)

64. Eine ähnlich rückläufige Entwicklung hat sich auch bei den auf die jeweilige Verkehrsleistung bezogenen spezifischen Verbrauchswerten im Straßen-

personen- wie im Straßengüterverkehr vollzogen. Diese Werte sind von 1991 bis 2011 im Straßenpersonenverkehr jahresdurchschnittlich um 1,5 % beziehungsweise insgesamt um rund ein Viertel zurückgegangen; im Straßengüterverkehr waren es sogar 2,4 % pro Jahr beziehungsweise insgesamt fast zwei Fünftel (Abb. 3-10).

65. Der Energieverbrauch des Straßenverkehrs hängt nicht nur von den spezifischen Verbrauchswerten ab, sondern auch von der Entwicklung der Personen- und Güterverkehrsleistungen. Folgt man den Schätzungen in den Energieszenarien, so kommt es im Referenzfall bis 2050 zu einem Rückgang des verkehrsbedingten Energieverbrauchs um 25 % im Vergleich zu 2008. Bei entsprechenden politischen Anreizen erscheint eine Minderung um 40 % möglich. Dazu müssen die spezifischen Emissionen im Jahresdurchschnitt aber deutlich stärker als im Referenzfall gesenkt werden (nach den Szenarien um etwa 0,6 Prozentpunkte p.a.).

3.4 Beurteilung des Monitoring-Berichts in Bezug auf die Maßnahmen

66. Die bisherige Entwicklung der Energieeffizienz auf der Makroebene (Primärenergie- und Bruttostromverbrauch) und auf der Sektorebene (Industrie, GHD-Sektor, Verkehr, Haushalte) haben ebenso wie die unter Referenzbedingungen zu erwartenden Veränderungen erkennen lassen, dass es keinen marktendogenen Weg zur Erreichung der politisch gesetzten Ziele geben wird. Die Verfolgung dieser Ziele bedarf also notwendigerweise zusätzlicher Anreize, um auf den angestrebten Zielpfad zu gelangen. Die Gefahr der Zielverfehlung kann insbesondere gesehen werden im Hinblick auf die angestrebte

- Reduktion des Bruttostromverbrauchs: Hier mangelt es trotz vorhandener Einsparpotentiale noch an einer wirksamen Stromeffizienzpolitik in allen Endenergiesektoren;
- drastische Verminderung des Energieverbrauchs für die Raumwärme und die Schaffung eines annähernd klimaneutralen Gebäudebestandes: Hier wird ein besonderer Handlungsbedarf gesehen insbesondere im Hinblick auf den innerhalb nur weniger Jahrzehnte zu schaffenden energetischen Sanierung des gesamten Gebäudebestandes;

- Senkung des verkehrsbedingten Energieverbrauchs, bei dem vor allem seit Anfang des Jahrtausends eine rückläufige Entwicklung eingetreten ist, die es zur Erreichung der langfristigen Ziele aber noch spürbar zu verstärken gilt.

67. Im Monitoring-Bericht wird eine Reihe von Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz genannt. Dazu ist auch festzustellen, dass es schon seit langem eine Vielzahl entsprechender Maßnahmen gibt, die teilweise bis in die Zeiten der ersten Ölpreiskrise 1973/74 zurückgehen und nicht im Zusammenhang mit der nun verfolgten Energiewende stehen. Dabei handelt es sich sowohl um ordnungs- und finanzpolitische Regelungen, um finanzielle Fördermaßnahmen sowie um ein breites Spektrum an Informations- und Beratungsaktivitäten. Allein in der dem Monitoring-Bericht beigefügten Liste werden 21 Maßnahmen mit Bezug zur Energieeffizienz aufgeführt. Sie fassen im Wesentlichen die Maßnahmen zusammen, die schon im 2. Nationalen Energieeffizienz-Aktionsplan dargelegt worden sind. Eine Bewertung dieser Maßnahmen hinsichtlich ihres Zielerfüllungsbeitrages wird allerdings nicht vorgenommen.

68. Ein näherer Blick auf die im Monitoring-Bericht genannten Maßnahmen mit Bezug zur Energieeffizienz lässt angesichts der großen Herausforderungen, die das Energiekonzept an die Steigerung der Energieeffizienz stellt, Zweifel an deren Zielerreichungsvermögen aufkommen. Bei den meisten Maßnahmen handelt es sich um solche der „leichten Hand“, z.B. bei Information und Beratung oder bei der Produkt-Kennzeichnung. Bei anderen Maßnahmen ist sogar eher ein kontraproduktiver Effekt zu erwarten, etwa bei dem als Effizienzmaßnahme klassifizierten Ausgleich von emissionshandelsbedingten Strompreiserhöhungen für die Industrie im Rahmen des Energie- und Klimafonds mit bis zu 500 Mio. Euro. Auch der im Zusammenhang mit der weiteren Gewährung des Spitzenausgleichs bei der Stromsteuer vereinbarte Zielwert einer Steigerung der Energieeffizienz in der Industrie um 1,3 % pro Jahr ist kaum mehr als eine Fortschreibung des langjährigen Trends. Allerdings könnte die Verpflichtung zur Einführung eines Energiemanagementsystems weitere Impulse für Effizienzmaßnahmen setzen. Im Übrigen ist zu berücksichtigen, dass die meisten Anlagen der Industrie dem Emissionshandel unterliegen und von daher in ihren Effizienzbemühungen primär von der auf europäischer Ebene vereinbarten „Kappe“ beeinflusst werden. Nach derzeitigem Stand dürften diese Impulse

angesichts des hohen Überschusses an Zertifikaten in der Handelsperiode 2013 bis 2020 allerdings eher schwach ausfallen.

69. Im Hinblick auf den Gebäudebereich zählt die Energieeinsparverordnung (EnEV) noch zu den potentiell wirkungsvollsten Maßnahmen. Allerdings hängt deren Effektivität entscheidend von den Mindestanforderungen ab. Das gilt nicht nur für den Neubaubereich, sondern insbesondere für den Gebäudebestand. Bis 2050 wird noch der bei weitem größte Teil der dann vorhandenen Gebäude heute schon gebaut sein. Für die Verwirklichung des Ziels der annähernden Klimaneutralität des Gebäudebestandes wird es also weniger auf die Anforderungen an die bis dahin neu zu errichtenden Neubauten ankommen als auf eine zielführende Regelung für den „Altbestand“. Gerade hier aber soll offenkundig die bevorstehende Energieeinsparverordnung nur moderate Anforderungen stellen.

Zweifellos wird die energetische Sanierung des Gebäudebestandes nicht allein auf ordnungspolitischem Wege zu erreichen sein; deshalb wird es auch um eine finanzielle Flankierung gehen müssen. Dem könnte die Initiative der Bundesregierung zur Schaffung von steuerlichen Begünstigungen dienen. In jedem Fall gilt es aber die Förderprogramme der KfW Bankengruppe fortzuführen. Allerdings erscheint die finanzielle Ausstattung im Hinblick auf die angestrebten Ziele im Gebäudebereich nicht ausreichend. Beispielsweise schlägt die Deutsche Energieagentur ein jährliches Fördervolumen von 5 Mrd. Euro vor. Hier müssen Ordnungsrecht und finanzielle Flankierung Hand in Hand gehen, um Erfolge zu erzielen. Bezogen auf die finanziellen Fördermaßnahmen ist deren Effektivität und Effizienz regelmäßig zu evaluieren.

70. Zum Verkehrsbereich weist der Monitoring-Bericht neben der beabsichtigten Markteinführung alternativer oder regenerativer Kraftstoffe sowie innovativer Antriebstechnologien auf das Kraftfahrzeugsteuergesetz mit dessen Begünstigung CO₂-ärmerer Fahrzeuge sowie auf die EU-Verordnung zur Festsetzung von Emissionsnormen für neue Pkw hin. Schon jetzt scheinen von dieser EU-weiten Verordnung erhebliche innovative Impulse auf die Senkung der spezifischen Emissionen bei den Neufahrzeugflotten der Automobilindustrie ausgegangen zu sein. Dieser Weg sollte angesichts der vergleichsweise hohen Umschlagsgeschwindigkeit des PKW-Fahrzeugparks von 8,5 Jahren schrittweise mit einer spürbaren Absenkung der Grenzwerte weiter gegangen werden.

Aussagen zu effizienzsteigernden Maßnahmen fehlen allerdings im Monitoring-Bericht für den Güterverkehr, obwohl es sich hier um den besonders expansiven Verkehrsbereich mit hohem Handlungsbedarf handelt. Über die notwendigen Einzelmaßnahmen hinaus empfiehlt die Expertenkommission die Umsetzung eines Mobilitätskonzepts, das die verkehrs-, energie- und umweltpolitischen Aspekte insbesondere auch unter dem Aspekt einer nicht-fossilen und klimaverträglichen Mobilität bündelt. In dieser Beziehung sind die unter breiter Beteiligung unterschiedlicher Gruppen durchgeführten Fachdialoge zur Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie positiv zu bewerten.

71. Unerwähnt bleibt im Monitoring-Bericht der Bundesregierung die erst kürzlich auf EU-Ebene verabschiedete Energieeffizienzrichtlinie. Danach sollen die Regierungen eine Vorbildfunktion wahrnehmen und ab 2014 eine jährliche Sanierungsquote in Höhe von 3 % der Gesamtnutzfläche beheizter und/oder gekühlter Gebäude erzielen und nur noch Produkte, Dienstleistungen und Gebäude mit hoher Energieeffizienz beschaffen. Weiterhin müssen die Mitgliedsstaaten sicherstellen, dass im Zeitraum 2014 bis 2020 jährlich 1,5 % des durchschnittlichen jährlichen Endenergieabsatzes der Jahre 2011 bis 2013 eingespart werden.

72. Insgesamt geht es weniger darum, neue Maßnahmen und Instrumente zu suchen, sondern vorhandene Maßnahmen zieladäquat auszustatten. Dabei muss auch berücksichtigt werden, dass die angestrebte Verbesserung der Energieeffizienz unerwünschte Folgen haben kann. In der Literatur wird zunehmend die Tatsache diskutiert, dass Effizienzsteigerungen im Ergebnis nicht vollständig zum Tragen kommen, sondern zugleich auch eine Mehrnachfrage nach Energie auslösen können. Dieser sogenannte Rebound-Effekt macht also Effizienzerfolge teilweise wieder zunichte. Eine eindeutig belastbare Aussage zum Umfang dieser Rebound-Effekte liegt noch nicht vor. Santarius geht von der Faustformel aus, dass langfristig und im Mittel mit gesamtwirtschaftlichen Rebound-Effekten von mindestens 50 % gerechnet werden darf [Santarius, 2012]. Derartige Größenordnungen können bei der Auslegung von Maßnahmen nicht übersehen werden. Hierzu erscheinen aber weiterführende Untersuchungen notwendig.

73. Unabhängig von der Existenz von Rebound-Effekten lassen die meisten diesbezüglichen Studien den Schluss zu, dass für die Umsetzung der effizienz-

bezogenen Ziele der Bundesregierung ausreichende technisch und ökonomisch erschließbare Effizienzpotentiale existieren. Den notwendigen weitergehenden Maßnahmen setzen damit jedenfalls die Potentiale keine Grenzen.

4 Entwicklung der erneuerbaren Energien

Das Wichtigste in Kürze

Die Entwicklung der erneuerbaren Energien verläuft bislang in allen Sparten erfolgreich. Das Ziel eines Anteils von 18 % am Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2020 scheint erreichbar, bleibt aber anspruchsvoll.

Die hohe Ausbaudynamik im Stromsektor ist die treibende Kraft, die die erneuerbaren Energien insgesamt auf Zielkurs hält. 2011 deckten die Erneuerbaren 20 % des Bruttostromverbrauchs. Die Stromerzeugung liegt über dem für eine lineare Zielerfüllung bis 2020 erforderlichen Wert. Dennoch wird das Erreichen des Mindestanteils von 35 % am Bruttostromverbrauch bis 2020 kein Selbstläufer. Insbesondere sind die fehlende Dynamik im Offshore-Wind-Sektor und die Unsicherheit bezüglich der zukünftigen Entwicklung der Photovoltaik zu beachten. Dabei sollte auch das Thema Systemintegration angegangen werden.

Der Anteil der erneuerbaren Energien im Wärmesektor wächst stetig, jedoch mit deutlich geringerer Dynamik. Im Jahr 2011 betrug er 11 %, ein Großteil davon aus dem Einsatz von Biomasse. Bei einer Fortsetzung des Zubaus ist der angestrebte Anteil von 14 % am Endenergieverbrauch für Wärme 2020 möglich.

Im Verkehrsbereich lag der regenerative Kraftstoffanteil im Jahr 2011 bei 5,5 % und basierte ausschließlich auf Biodiesel und Bioethanol. Die für 2020 zur Erfüllung der EU-Vorgabe erforderliche Erhöhung auf 10 % ist erreichbar. Angesichts vorhandener Potentialgrenzen für Biokraftstoffe im Inland und unter Aspekten der Nachhaltigkeit bedarf es aber der Entwicklung zusätzlicher regenerativer Alternativen zu fossilen Kraftstoffen.

Beim Ausbau der energetischen Nutzung der potentialseitig beschränkten Ressource Biomasse soll in zukünftigen Berichten der systemoptimale Einsatz und die Entschärfung von Nutzungskonkurrenzen untersucht werden.

4.1 Zieleinordnung

74. Die Bundesregierung beschreibt mit ihrem Energiekonzept aus dem September 2010 „erstmalig den Weg in das Zeitalter der erneuerbaren Energien“. Denn eine erfolgreiche Umsetzung der formulierten Klimaschutzziele ist sowohl kurz- als auch langfristig ohne den weiteren dynamischen Ausbau der erneuerbaren Energien ausgeschlossen. Der Einsatz CO₂-freier beziehungsweise im Fall der Biomasse CO₂-neutraler erneuerbarer Energiequellen reduziert den Bedarf an fossilen Energieträgern zur Strom-, Wärme- und Kraftstoffbereitstellung und somit den energiebedingten CO₂-Ausstoß. Die erzielbare Klimaschutzwirkung hängt vom jeweils substituierten Brennstoff und somit von der Energiebereitstellungsstruktur des jeweiligen Einsatzbereichs ab. Auf europäischer Ebene trägt die Richtlinie 2009/28/EG [EU, 2009a] diesem Umstand Rechnung, indem den jeweiligen Mitgliedstaaten lediglich ein zu erreichender Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch vorgegeben wird. Die Einzelstaaten hatten in Form sog. nationaler Aktionspläne [BRD, 2010] für erneuerbare Energien bereits im Jahr 2010 darzulegen, in welchen Sektoren und mit welchen Mitteln die Ziele bis 2020 erreicht werden sollen.

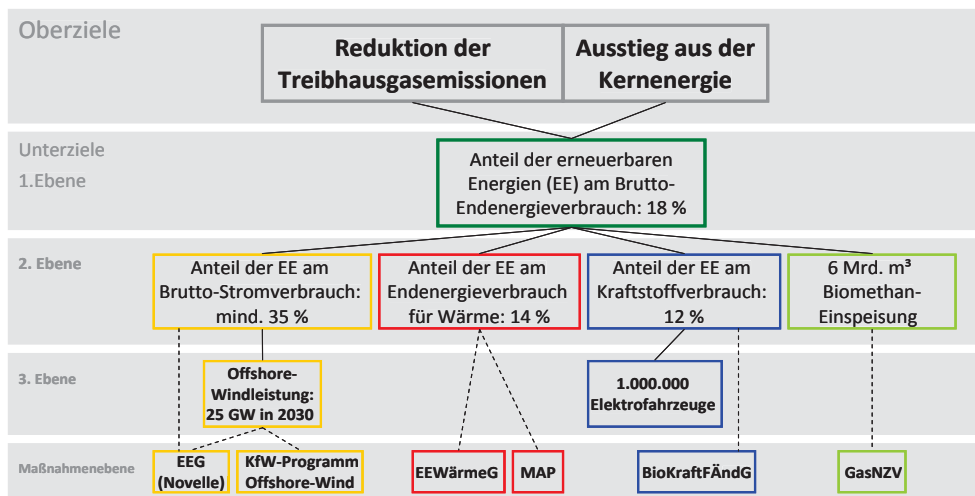
75. Deutschland ist nach der genannten EU-Richtlinie verpflichtet bis 2020 einen erneuerbaren Anteil von 18% am Bruttoendenergieverbrauch zu erreichen. Die Bundesregierung greift dieses Ziel in ihrem Energiekonzept auf und schreibt es fort: Bis 2030 sollen 30 %, bis 2040 45 % und bis 2050 60 % des deutschen Bruttoendenergieverbrauchs aus erneuerbaren Energien gedeckt werden.

76. Im deutschen Energiesystem wird am meisten CO₂ durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Stromsektor eingespart. Diese verdrängen vorrangig Kohle und Erdgas. Auf europäischer Ebene sind jedoch die Wechselwirkungen mit dem Emissionshandelssystem zu beachten (vgl. Kapitel 9). Auch über den Ersatz fossiler Brennstoffe (insbesondere Mineralölprodukte und Erdgas) im Wärme- und Kraftstoffsektor erzielen die erneuerbaren Energien ebenfalls nicht zu vernachlässigende CO₂-Einsparungen.

77. Die Bundesregierung hat sich mit Blick auf die Umsetzung des 18 %-Ziels die in Abb. 4-1 dargestellten sektorspezifischen Teilziele gesetzt. Die Ziele sind überwiegend als relative Größen formuliert, so dass die absolut bereitzustellenden Mengen von der Entwicklung der jeweiligen Bezugsgröße abhängen.

Werden die Ziele zur Verbrauchsminderung (vgl. Kapitel 3) erreicht, ist die erforderliche Erzeugung aus erneuerbaren Energien mit einem wesentlich geringeren Ausbau verbunden als im Falle einer Verfehlung der Effizienzziele (vgl. Kapitel 10). Lediglich im Bereich Offshore-Wind und für die Biomethaneinspeisung gelten absolute Ziele, die unabhängig von der Gesamtentwicklung zu erreichen sind.

Abb. 4-1: Zielsetzungen im Bereich der erneuerbaren Energien für 2020



Quellen:[EEG, 2012], [EEWärmeG, 2011], [BioKraftÄndG, 2009], [GasNZV, 2012]⁶ (Eigene Darstellung)

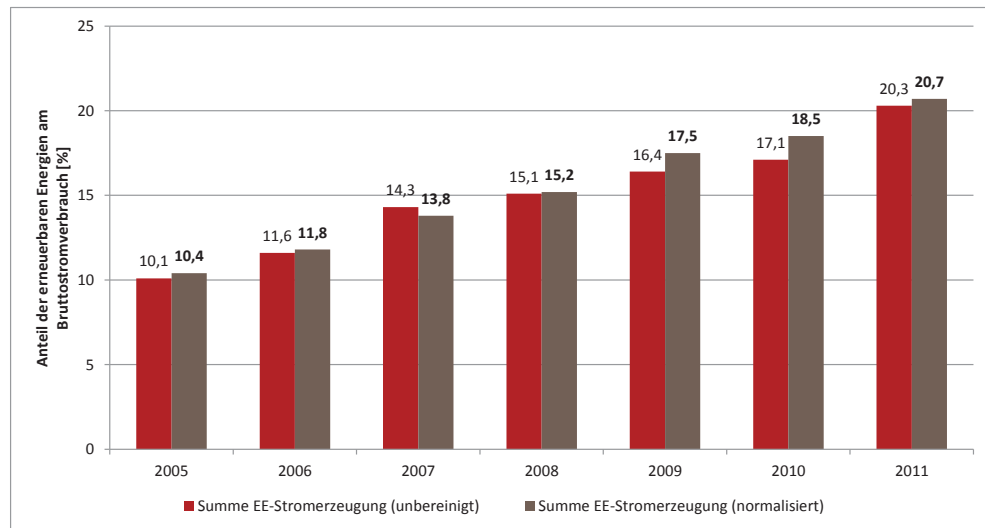
4.2 Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

78. Der Monitoring-Bericht der Bundesregierung bildet die Entwicklung des Anteils der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch ebenso wie am Bruttostromverbrauch in aggregierter Form statistisch gut ab. Für die Zukunft wäre lediglich eine zusätzliche Darstellung der Witterungseinflüsse auf die erneuerbare Stromerzeugung aus Wasserkraft und Windenergie wün-

⁶ Ab 2015 wird die Biokraftstoffquote anhand der Treibhausgasreduzierung bestimmt. Bis 2020 sollen die Biokraftstoffe eine Minderung des Treibhausgasausstoßes im Kraftstoffsektor um 7 % erreichen. Das entspricht etwa einem energetischen Anteil von 12 %.

schenswert, da hierdurch Anomalien einzelner Jahre erklärbar und die Bewertung des Fortschritts auf dem Zielpfad erleichtert würden. Beispielsweise stieg die installierte Windleistung von Ende 2008 bis Ende 2011 um rund 5,2 GW (vgl. Abb. 4-2), die Stromerzeugung ging dennoch in den Jahren 2009 und 2010 durch unterdurchschnittliche Windverhältnisse deutlich zurück. Da 2011 wieder durchschnittliche Windverhältnisse aufwies, stieg die Erzeugung sprunghaft. Abb. 4-2 zeigt, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien deutlich kontinuierlicher verlief als die unbereinigten Werte suggerieren.

Abb. 4-2: Gegenüberstellung der Entwicklung der unbereinigten erneuerbaren Stromerzeugung mit den normalisierten Werten



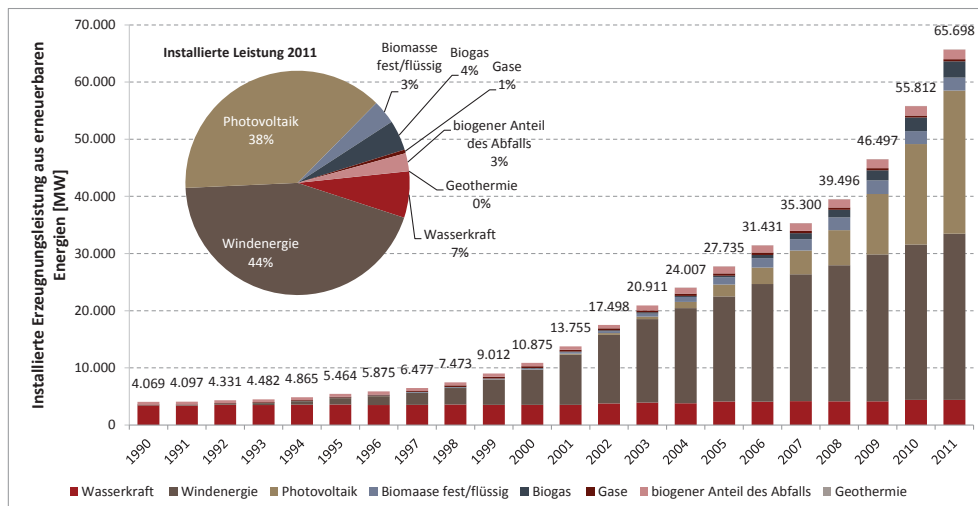
Quelle: [BMU, 2012a] (Eigene Berechnungen)

Auch die Entwicklung in der ersten Jahreshälfte 2012 ist zumindest anteilig auf die Wetterverhältnisse zurückzuführen. So lag die Windstromerzeugung um 19 % über der Erzeugung im Vorjahreszeitraum, während die installierte Leistung im gleichen Zeitraum lediglich um 7 % stieg. Die Stromerzeugung aus Wasserkraft lag sogar 25 % über dem Vorjahreswert und dies ohne nennenswerten Leistungszubau. Der rasante Anstieg der erneuerbaren Energien von 20,3 % im Gesamtjahr 2011 auf 25 % in der ersten Jahreshälfte 2012 ist ebenfalls teilweise witterungsbedingt. Im Vergleich zum Vorjahreszeitraum ergibt eine erste Abschätzung, dass knapp 40 % des Anstiegs auf veränderte Wetterverhältnisse zurückzuführen sind. Für eine abschließende Bewertung ist die

Jahresgesamterzeugung unter Berücksichtigung der entsprechenden Witterungseinflüsse abzuwarten.

79. Darüber hinaus wäre die Darstellung der erneuerbaren Stromerzeugung in einzelnen Sparten wünschenswert. Ergänzend zur Darstellung der Entwicklung der Stromerzeugung sollten auch die installierten Leistungen an dieser Stelle des Monitoring-Berichts dokumentiert werden, da dies ein wichtiger Indikator für die Erreichung der Zielsetzung der Energiewende ist. Einige Ziele, wie das Offshore-Windziel oder der 52 GW-Deckel im Bereich der Photovoltaik, sind zudem explizit an der installierten Leistung orientiert. Sie können ohne eine Darstellung der installierten Leistung nicht bewertet werden.

Abb. 4-3: Entwicklung der installierten Anlagenleistung der erneuerbaren Energien nach Sparten



Quelle: [BMU, 2012a] (Eigene Darstellung)

Die installierte Erzeugungskapazität aus erneuerbaren Energien wurde bis Ende 2011 von der Windenergie (44 %) dominiert. Im Laufe des Jahres 2012 hat die Photovoltaik mit einer installierten Gesamtleistung von 31.936 MW die Windenergie überholt. Nennenswerter Ausbau fand 2011 auch im Bereich des Biogases statt, während in den verbleibenden Bereichen kaum nennenswerter Zubau oder sogar Rückbau stattfand. Die Felder mit der größten Entwicklungsdynamik – Windenergie und Photovoltaik – werden im Folgenden mit Blick auf die Implikationen des Energiekonzepts und möglicherweise eintretende Konflikte beziehungsweise absehbare Fehlentwicklungen analysiert.

80. Im Rahmen des Energiekonzepts setzt die Bundesregierung auf den weiteren Ausbau der Windenergie, sowohl an Land als auch auf See. Dabei ist die Nutzung der Windenergie an Land aktuell die kostengünstigste verfügbare erneuerbare Energiequelle mit nennenswertem weiterem Ausbaupotential. Im Vordergrund steht hier neben der Erschließung weiterer Binnenlandstandorte, insbesondere in den südlichen Bundesländern, das sogenannte Repowering, bei dem Altanlagen niedriger Leistung an hochwertigen Standorten durch neue, leistungsstärkere Anlagen ersetzt werden.

81. Die einzelnen Bundesländer⁷ haben bezüglich der Windenergie an Land teilweise sehr ambitionierte Ausbauziele, die in der Summe deutlich über die bisherigen Zielsetzungen der Bundesregierung hinausgehen. Die mögliche Ausgestaltung einer zukünftigen Koordination wird aktuell auf politischer Ebene diskutiert. Hierbei sollten auch die Implikationen und Interdependenzen der räumlichen Verteilung des Ausbaus der Erneuerbaren für und mit dem Netzausbau Berücksichtigung finden. So ist beispielsweise für den Ausbau der Offshore-Windenergie nicht nur der Netzanschluss entscheidend, sondern auch der Ausbau der Übertragungsnetze an Land (vgl. Kapitel 6).

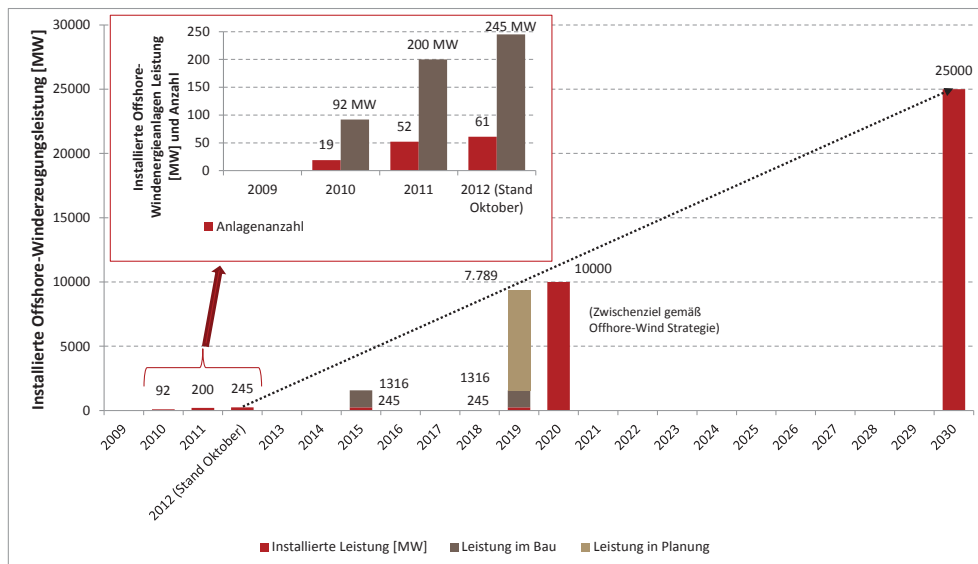
82. Das vorhandene, kostengünstig erschließbare Potential der Windenergie an Land kann gegebenenfalls auch genutzt werden, um Fehlentwicklungen in anderen Bereichen auszugleichen und somit das Erreichen des Gesamtziels (mind. 35 % EE-Strom beziehungsweise 18 % Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch) zu ermöglichen. Während die Windenergienutzung an Land sich in den letzten Jahren kontinuierlich entwickelt hat (Zubau ca. 1.500 bis 2.000 MW/a), kommt der Ausbau der Offshore-Windenergie bislang eher schleppend voran (vgl. Abb. 4-4).

83. Dabei ist die im Energiekonzept formulierte Zielsetzung, bis 2030 eine installierte Leistung von 25.000 MW auf See zu erreichen, kein neues Ziel. Es wurde bereits 2002 in der Strategie der Bundesregierung zur Windenergienutzung auf See [Bundesregierung, 2002a] festgelegt, ebenso wie die Zwischen-

⁷ Vgl. Szenario C Netzentwicklungsplan 2012 [NEP, 2012]

ziele für 2010 in Höhe von 3.000 MW und für 2020 in Höhe von 10.000 MW. Im Monitoring-Bericht fehlen Aussagen zur Entwicklung und dem bisherigen Grad der Zielerreichung. Tatsächlich waren Ende Oktober 2012 erst 245 MW installiert. Laut der Stiftung Offshore-Windenergie [Stiftung Offshore-Windenergie, 2012] befinden sich derzeit weitere Offshore-Windparks mit einer Leistung von 1.316 MW im Bau. Diese Entwicklung zeugt noch nicht von der erforderlichen Dynamik. Hierauf hat die Bundesregierung mit einer deutlichen Verbesserung der Vergütungsbedingungen für Offshore-Wind im Rahmen des EEG 2012 reagiert. Ergänzend wurde ein Förderprogramm der KfW Bankengruppe zur Finanzierung von 10 Offshore-Windparks aufgelegt, das 2011 bereits von zwei Projekten in Anspruch [ZSW, 2012] genommen wurde.

Abb. 4-4: Entwicklung der Offshore-Windnutzung



Quellen: [Bundesregierung, 2002a], [Stiftung Offshore-Windenergie, 2012] (Eigene Darstellung)

84. Weiterhin soll mit dem Entwurf zur Dritten Änderung des Gesetzes der energiewirtschaftlichen Vorschriften vom 29. August 2012 das aus Verzögerungen beim Netzausbau und -anschluss entstehende Risiko für Investoren deutlich reduziert und auf die Stromkunden übertragen werden. Vorgesehen ist die Erstellung einer verbindlichen Offshore-Netzplanung, Regelungen zur Haftungsübernahme, zu möglichen Entschädigungszahlungen und deren Wälzung über die Netznutzungsentgelte. Ob hierdurch der entscheidende Impuls zur Umsetzung der in Planung befindlichen Windparks mit 7.789 MW gegeben

wird, bleibt abzuwarten. Das Erreichen des Zwischenziels im Jahr 2020 erscheint jedoch aufgrund der Zeitkonstanten für den Ausbau des Netzes und der Windparks selbst fraglich.

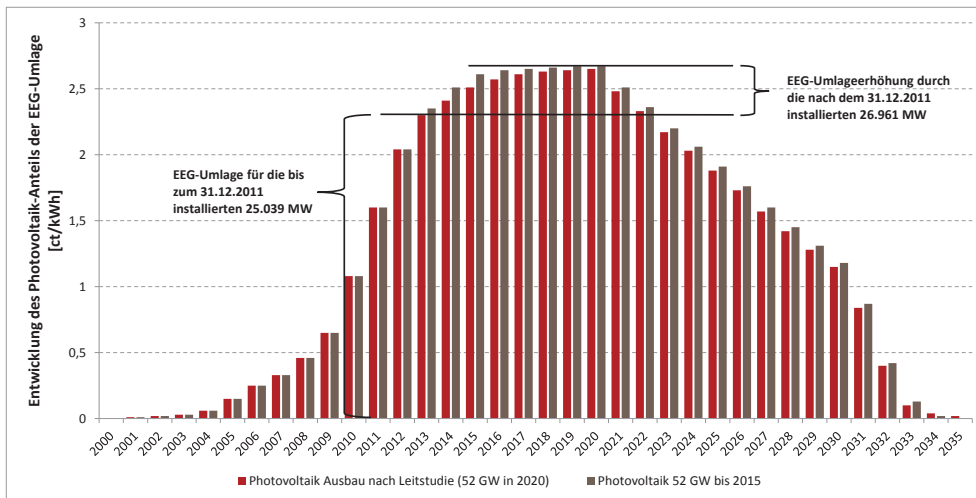
85. Die installierte Photovoltaikleistung wächst seit Beginn des Preisverfalls für Photovoltaikmodule Ende 2009 trotz mehrerer Anpassungen der Vergütungssätze mit unverminderter Ausbaudynamik. Bislang konnte der von der Bundesregierung angestrebte Ausbaukorridor von 2.500 bis 3.500 MW pro Jahr, der ein stabiles und auch infrastrukturell verträgliches Wachstum darstellen dürfte, nicht erreicht werden. Sowohl 2010 als auch 2011 wurde der Korridor um mehr als das Doppelte überschritten. Für 2012 zeichnet sich ein ähnliches Zubauniveau ab. Mit der erneuten Änderung des EEG im April 2012 wurden eine monatliche Absenkung der Vergütungssätze, deren Höhe quartalsweise in Abhängigkeit vom jeweiligen Zubau angepasst wird, ein absoluter Förderdeckel von 52 GW und weitere Regelungen (z.B. ein Marktintegrationsmodell) eingeführt.

86. Diese Regelungen sollen primär die durch die weitere Förderung der Photovoltaik entstehenden Kosten begrenzen und die Einhaltung des gewünschten jährlichen Ausbaukorridors gewährleisten. Der extrem dynamische Ausbau der PV-Kapazitäten führte in den letzten Jahren auch zu einem deutlichen Anstieg der EEG-Umlage, der noch anhalten wird. Dass durch die Neufassung des EEG eine Kostenbegrenzung gelingt, selbst wenn der jährliche Ausbaukorridor nicht eingehalten wird und die absolute Obergrenze von 52 GW bereits 2015 erreicht würde, zeigt Abb. 4-5.

87. Bei Erreichen des 52 GW-Deckels im Jahr 2020 erhöht sich der photovoltaikspezifische Teil der EEG-Umlage von 2,30 ct/kWh (2013) um 0,35 ct/kWh auf 2,65 ct/kWh (2020). Sollten die 52 GW bereits in 2015 erreicht werden, steigt der photovoltaikspezifische Teil der EEG-Umlage auf maximal 2,67 ct/kWh. Die zugrundeliegenden EEG-Differenzkostensummen der Photovoltaik spiegeln die enorme Ausbaudynamik. Im Zeitraum von 2008 bis 2011 stieg die für die Photovoltaik jährlich aufzuwendende Differenzkostensumme von 1,9 Mrd. Euro auf 6,4 Mrd. Euro. Im Jahr 2012 werden in Summe 8 Mrd. Euro für die Photovoltaik aufgewendet werden müssen. Nach 2012 steigt diese Summe zwar noch weiter an, jedoch fällt die Zunahme deutlich geringer aus. Bei Erreichen der 52 GW im Jahr 2020 erhöht sich die Summe noch bis

2017 auf maximal 9,3 Mrd. Euro. Wird der 52 GW-Deckel bereits 2015 erreicht, nimmt die Summe auf maximal 9,6 Mrd. Euro im Jahr 2016 zu. In beiden Fällen geht die Belastung danach zurück. Der Rückgang wird ab 2024 verstärkt eintreten, weil dann die zubaustarken Jahre mit sehr hohen Vergütungssätzen sukzessive aus dem Umlagesystem ausscheiden.

Abb. 4-5: Anteil der Photovoltaik an der EEG-Umlage bei Erreichen der 52 GW-Schwelle in 2015 bzw. 2020



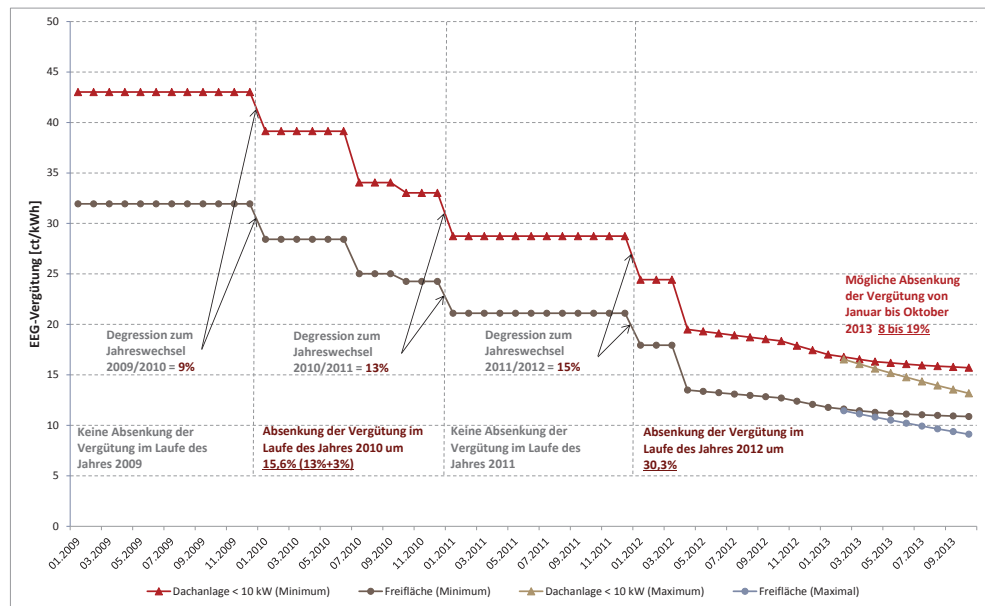
Quelle: [DLR et al., 2012] (Eigene Berechnungen)

88. Die Einführung eines absoluten Deckels von 52 GW wird seitens der Expertenkommission kritisch bewertet. Statt einer absoluten Obergrenze, die die Gefahr erheblicher Vorzieheffekte birgt, sollte eine Verstetigung des Ausbaus auf dem Niveau des vorgesehenen Ausbaukorridors von 2.500 bis 3.500 MW pro Jahr angestrebt werden. Ergänzend sollten zügig Regelungen für die Zeit nach Überschreiten des Deckels implementiert werden, um die notwendige Investitions- und Planungssicherheit zu gewährleisten. Dabei ist auf die Entwicklung der Fördervolumina zu achten.

89. Die zukünftige Beherrschbarkeit der durch den weiteren Zubau entstehenden Kosten ist nicht auf die Deckelung der förderfähigen Ausbaumenge zurückzuführen, sondern auf die zubauabhängige Gestaltung der Degression (Abb. 4-6). Diese stellt erhebliche Anforderungen an die Innovationsfähigkeit der Industrie, wenn die Kostensenkung mit der Vergütungsabsenkung Schritt

halten soll. Ob die Anlagenpreise analog zu den weiteren Vergütungsabsenkungen sinken können, ist zumindest fraglich.

Abb. 4-6: Entwicklung der EEG-Vergütungssätze für Photovoltaikanlagen in Abhängigkeit vom Zubau gemäß EEG



Quelle: Eigene Berechnungen

90. Steigende Strompreise für Endkunden bei gleichzeitig sinkenden Erzeugungskosten für Photovoltaikstrom führen zu einer wachsenden Attraktivität des Eigenverbrauchs von Photovoltaikstrom, gegebenenfalls auch in Kombination mit Batteriespeichern. Dies hat weitere Implikationen für das Gesamtsystem. Zunächst wird durch den steigenden Eigenverbrauch die Basis für die Verteilung der EEG-Differenzkosten und der Netznutzungsentgelte zunehmend schmaler. Es könnte sich ein starkes Ungleichgewicht bei der Verteilung der Kosten ergeben. Hier sollten zeitnah Lösungen entwickelt werden. Weitere Aspekte zum Eigenverbrauch finden sich in Kapitel 6.

91. Dass Handlungsbedarf insbesondere hinsichtlich der zukünftigen Ausgestaltung der Rahmenbedingungen für die erneuerbare Stromerzeugung besteht, zeigt nicht zuletzt die laufende öffentliche Diskussion. Diese wird im Monitoring-Bericht der Bundesregierung aufgegriffen und die wesentlichen Punkte werden adressiert.

4.3 Entwicklung der erneuerbaren Energien im Wärmemarkt

92. Im Monitoring-Bericht der Bundesregierung werden der Bereich der erneuerbaren Wärmebereitstellung und die erneuerbaren Energien im Verkehrssektor nur sehr knapp behandelt. Die Darstellung wird der Bedeutung dieser Sektoren für das Gesamtziel nicht gerecht. Die jeweils gesetzlich verankerten Zielsetzungen für 2020 werden nicht aufgegriffen, auch die Bedeutung des Erreichens der jeweiligen Anteile für das Gesamtziel bis 2020, 18 % am Bruttoendenergieverbrauch aus erneuerbaren Energien bereitzustellen, wird nicht erwähnt.

93. Die Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien spielt im Rahmen der Zielsetzung des Energiekonzepts insbesondere mit Blick auf das Erreichen des klimaneutralen Gebäudebestands bis 2050 eine wichtige Rolle. Langfristig sollen dabei die erneuerbaren Energien so eingesetzt werden, dass im Zusammenspiel mit dem jeweiligen Gebäudetyp entsprechenden Effizienzmaßnahmen (vgl. Kapitel 3) Klimaneutralität erreicht wird.

94. Den Einsatz der erneuerbaren Energien im Wärmesektor stärker zu verankern, ist schon sehr lange im Fokus. So trat bereits zum September 1999 das Marktanreizprogramm zur Förderung der Nutzung erneuerbarer Energien (MAP) [BMU, 2012b] in Kraft, das über zinsverbilligte Darlehen und Investitionszuschüsse den entsprechenden Einsatz erneuerbarer Energien fördert. Das MAP wurde zudem in dem im August 2008 verabschiedeten Gesetz zur Förderung erneuerbarer Energien im Wärmebereich (EEWärmeG) fest mit einem jährlichen Budget von bis zu 500 Mio. Euro ausgestattet. Das EEWärmeG enthält eine Verpflichtung zur anteiligen Nutzung von erneuerbaren Energien (oder entsprechender Ersatzmaßnahmen aus dem Bereich der Energieeffizienz) für alle Neubauten. Das MAP adressiert hingegen vorrangig Maßnahmen im Gebäudebestand, der allein aufgrund der Gebäudeanzahl die zentrale Rolle mit Blick auf die Zielsetzungen der Bundesregierung spielen sollte. Weitere Fördermaßnahmen (z.B. diverse KfW-Programme) sind vorhanden, werden hier aber nicht näher erläutert. Während das Marktanreizprogramm regelmäßig evaluiert und die Fördertatbestände entsprechend angepasst werden, steht beim EEWärmeG der laut Gesetz zum 31.12.2011 vorzulegende Erfahrungsbericht noch aus (vgl. Kapitel 6.2 des Monitoring-Berichts der Bundesregierung).

95. Im EEWärmeG ist das Ziel verankert, bis 2020 14 % des Endenergieverbrauchs für Wärme aus erneuerbaren Energien zu decken. Da es sich um ein relatives, auf den gesamten Endenergieverbrauch für Wärme bezogenes Ziel handelt, sind Ausbaugeschwindigkeit und realisierbares Potential auf Seiten der erneuerbaren Energien nur eine Einflussgröße. Als Konterpart ist die Bedarfsentwicklung sowohl im Raumwärme- als auch im Prozesswärmebereich zu sehen. Werden die Effizienzziele in diesen beiden oder in einem der Bereiche verfehlt, fällt die absolut aus erneuerbaren Energien zu erbringende Wärmebereitstellung deutlich höher aus und kann dann möglicherweise nicht erbracht werden.

96. Der Anteil der erneuerbaren Wärmebereitstellung ist in den vergangenen Jahren kontinuierlich gestiegen, wobei der suggerierte sprunghafte Anstieg zwischen den Jahren 1996/1997 auf eine Veränderung der Erhebungsmethodik für Biomasse zurückzuführen ist (vgl. Abb. 4-7). Ebenso standen für die Wärmenutzung im Bereich des biogenen Anteils des Abfalls erst ab 2009 neue Datenquellen zur Verfügung, die ebenfalls zu einer rein statistisch bedingten Erhöhung beigetragen haben.

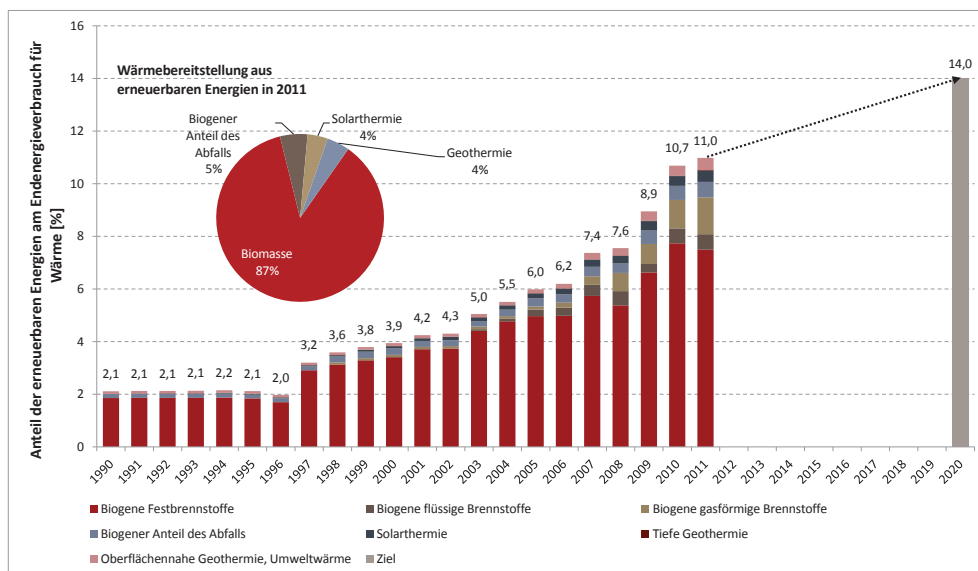
97. Im Jahr 2011 wurde bereits ein erneuerbarer Anteil von 11 % am Endenergieverbrauch für Wärme erreicht. Dennoch sollte die Zielerreichung von 14 % bis 2020 aus mehreren Gründen nicht als gesichert angesehen werden.

98. Aktuell basieren knapp 92 % der gesamten erneuerbaren Wärmebereitstellung auf der Nutzung von Biomasse. Biomasse ist jedoch eine Ressource mit im Inland begrenztem Potential. Es existieren bereits verschiedene staatliche Eingriffe (EEG, EEWärmeG, BioKraftFÄndG), die jeweils darauf abzielen, in einem einzelnen Sektor den Einsatz von Bioenergie zu steigern. Diese staatlich induzierten Lenkungswirkungen sollten überprüft und die Instrumente zukünftig aufeinander abgestimmt werden. Als Entscheidungskriterium wäre beispielsweise die Nutzungseffizienz heranzuziehen. Die in Abb. 4-7 gezeigte Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse und Biogas stammt bereits hauptsächlich aus in Kraft-Wärme-Kopplung betriebenen Stromerzeugungsanlagen und genügt somit dem Anspruch einer energetisch effizienten Nutzung der Ressource Biomasse [BMU, 2012a].

99. Anders stellt sich die Situation beim Einsatz der Festbrennstoffe (nahezu ausschließlich Holz) dar. Dieser erfolgt überwiegend traditionell, d.h. in Form

von Stückholzfeuerung in Kaminen, Kachelöfen etc. in Privathaushalten. Diese Anwendungen sind aufgrund steigender Preise für fossile Brennstoffe stetig gestiegen und tragen aktuell erheblich zur erneuerbaren Wärmebereitstellung bei. Die deutliche Verschärfung der Emissionsgrenzwerte im Rahmen der Ersten Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über kleine und mittlere Feuerungsanlagen - 1. BImSchV) [Bundestag, 2010], die ab 2014 auch von Altanlagen einzuhalten sind – diese sind dann entweder nachzurüsten oder außer Betrieb zu nehmen – kann hier zu einem deutlichen Rückgang der Holznutzung in der Wärmebereitstellung führen.

Abb. 4-7: Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme



Quelle: [BMU, 2012a] (Eigene Darstellung)

100. Dieser potentielle Rückgang kann mit Blick auf die Zielerreichung bis 2020 eine große Herausforderung darstellen, weil die erneuerbaren Alternativen zur Wärmebereitstellung und deren Wachstumsdynamik beschränkt sind: Im Jahr 2011 betrug der Endenergieverbrauch für Wärme insgesamt 1.307 TWh [BMU, 2012a]. Hiervon wurden knapp 0,5 % aus Geothermie und Umweltwärme sowie 0,4 % aus Solarthermie bereitgestellt. Es wurde in der Summe außerhalb der Bioenergien also knapp 1 % durch andere Technologien mit Wachstumspotential im Wärmemarkt gedeckt. Geht man davon aus, dass der Einsatz der Biomasse zur Wärmebereitstellung insgesamt kaum noch stei-

gen kann⁸, müsste die gesamte weitere Steigerung der erneuerbaren Wärmebereitstellung durch die Alternativtechnologien Solar- und Geothermie erbracht werden. Werden die Effizienzziele des Energiekonzepts erreicht (vgl. Kapitel 3), wären für das Erreichen des 14 %-Ziels etwa 146 TWh erforderlich.

101. Da 2011 bereits 143,5 TWh aus erneuerbaren Quellen bereitgestellt wurden, wäre das Ziel mit einer Fortführung der Entwicklung von Solarthermie und Umweltwärme (jährliche Zunahme insgesamt ca. 1 TWh) auch dann zu erreichen, wenn die Biomassenutzung leicht rückläufig ist. Werden die Effizienzziele jedoch verfehlt und bleibt der Verbrauch auf dem Niveau von 2011 müssen etwa 40 TWh zusätzlich aus erneuerbaren Energien bereitgestellt werden. Soll der gesamte Zuwachs durch den Ausbau der Solarthermie und der Umweltwärme/Geothermie erfolgen, muss die jährliche Ausbaurrate von rund 1 TWh auf knapp 5 TWh steigen. Dies erscheint kaum umsetzbar. Zudem hätte dies Auswirkungen auf das Effizienzziel im Strombereich, da die eingesetzten Wärmepumpen zusätzliche Verbraucher darstellen.

4.4 Erneuerbare Energien im Kraftstoffsektor

102. Wenngleich das Energiekonzept der Bundesregierung kein explizites Biokraftstoffziel enthält, ist die Bundesrepublik dennoch an das von der EU-Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung erneuerbarer Energiequellen [EU, 2009a] vorgeschriebene Ziel, bis 2020 einen verbindlichen Anteil der erneuerbaren Energien an der Energiebereitstellung im Verkehrssektor von 10 % zu erreichen, gebunden. Das 10 %-Ziel muss nicht ausschließlich durch den Einsatz von Biokraftstoffen der ersten Generation bestritten werden. Der Einsatz alternativer Energieträger (z.B. regenerativ erzeugter Wasserstoff oder

⁸ Ein Grund hierfür kann in einer steigenden Konkurrenz um den Rohstoff Holz gesehen werden. Zudem dürften die steigenden Effizienzanforderungen (1. BImSchV) dazu führen, dass Effizienzgewinne und die Erschließung weiterer Kraft-Wärme-Kopplungspotentiale lediglich ausreichen, um den Wegfall von Altanlagen sowie die aus Kostengründen notwendige Außerbetriebnahme von Pflanzenöl-Blockheizkraftwerken zu kompensieren.

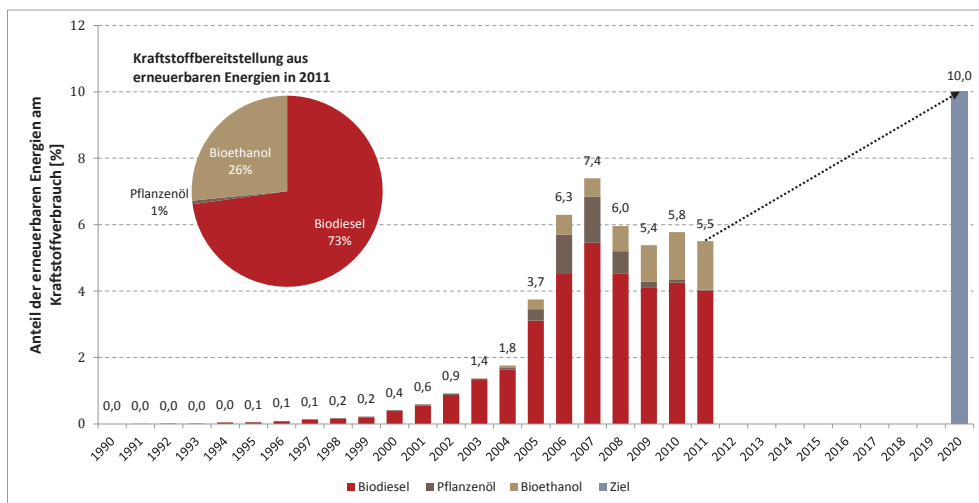
erneuerbarer Strom) soll durch die Möglichkeit einer Mehrfachanrechnung⁹ noch zusätzlich angereizt werden. Dies kann jedoch den Klimaschutznutzen des Ziels deutlich verschlechtern.

103. Das zur Umsetzung der EU-Richtlinie 2009/28/EG verabschiedete deutsche Biokraftstoffquotengesetz stellt ab 2015 auf die Treibhausgasminderung des Biokraftstoffeinsatzes ab. Bis 2020 ist ein sukzessiver Anstieg der Treibhausgasminderung auf 7 % durch die Erhöhung der Beimischungsquote zu bewerkstelligen. Dies entspricht einer Biokraftstoffquote von rund 12 % (energetisch) im Jahr 2020 [BMU/BMELV, 2010], was eine leichte Übererfüllung der europäischen Vorgabe darstellen würde.

104. Bislang kommen im Kraftstoffsektor ausschließlich Biokraftstoffe der ersten Generation zum Einsatz: Knapp drei Viertel des Biokraftstoffanteils von 34,2 TWh (123 PJ) im Jahr 2011 entfielen auf Biodiesel, der Rest auf Bioethanol. Pflanzenöl hat als Kraftstoff kaum noch eine Bedeutung (vgl. Abb. 4-8). 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, wieder rückläufig. Im Jahr 2011 wurden 5,5 % erreicht. Diese Entwicklung ist in erster Linie auf Änderungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen hinsichtlich der Besteuerung von Reinkraftstoffen zurückzuführen. Besonders betroffen war hier Biodiesel als Reinkraftstoff, der ohne den steuerlichen Vorteil kaum noch nachgefragt wird. Hinzu kamen vereinzelt technische Probleme, die sich zusätzlich negativ auf die Akzeptanz auswirkten. Von ehemals 1.900 Biodiesel-Tankstellen existierten in 2011 nur noch 200 [Kirchner, 2011].

⁹ 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.

Abb. 4-8: Anteil der erneuerbaren Energien am Kraftstoffverbrauch



Quelle: [BMU, 2012a] (Eigene Darstellung)

105. Gerade mit Blick auf die Biokraftstoffe der ersten Generation ist die Frage des effizienten Einsatzes der Biomasse und der möglichen Nutzungskonkurrenzen ein kontroverses Thema, das in Kapitel 5 unter dem Aspekt der Umweltauswirkungen diskutiert wird.

106. Das 10 %-Ziel der EU zur Ausweitung des erneuerbaren Anteils bleibt sehr anspruchsvoll, auch wenn das Ziel der Bundesregierung, den Endenergieverbrauch im Verkehrssektor um 10 % gegenüber 2005 zu senken eingehalten wird. Wird dieses Effizienzziel nicht erreicht, sondern verharrt der Kraftstoffverbrauch auf heutigem Niveau, erhöht sich der notwendige absolute Beitrag der Biokraftstoffe zusätzlich. Der Beitrag alternativer Kraftstoffe müsste dann ausgehend von 2011 nahezu verdoppelt werden. Über die alleinige Steigerung der Produktion von Biokraftstoffen im Inland scheint dies nicht erreichbar. Problematisch ist auch eine Steigerung des Imports von Biokraftstoffen unter Nachhaltigkeitsaspekten (vgl. Kapitel 5). Die Aktivitäten der Bundesregierung im Bereich der erneuerbaren Energien im Verkehrssektor sollten daher dahingehend intensiviert werden, Alternativen zu Biokraftstoffen der ersten Generation zu erschließen. Dies deckt sich mit den Absichten der Europäischen Kommission den geforderten Anteil von Biokraftstoffen der ersten Generation auf die Hälfte des 10 %- Ziels für 2020 zu reduzieren [EU, 2012].

4.5 Biomasse

107. Im Monitoring-Bericht der Bundesregierung wird eine entscheidende Nebenbedingung, die begrenzte Verfügbarkeit der Biomasse und deren Verteilung, außer Acht gelassen. In diesem Zusammenhang fehlen auch die Erwähnung des Biomethaneinspeiseziels aus der Gasnetzzugangsverordnung und die entsprechenden Implikationen der Umsetzung dieses Ziels inklusive der entsprechenden Wechselwirkungen zwischen den Sektoren Strom, Wärme und Kraftstoffe. Im Energiekonzept der Bundesregierung war dies als qualitative Zielsetzung noch explizit enthalten. Dort wird Bioenergie als „bedeutender erneuerbarer Energieträger in allen drei Nutzungspfaden ‚Wärme‘, ‚Strom‘ und ‚Kraftstoff‘“ herausgestellt.

108. Die Biomasse ist in der Gesamtbetrachtung 2011 die bedeutendste erneuerbare Energiequelle: Mit insgesamt 202,7 TWh deckte sie allein 8,4 % des gesamten deutschen Endenergiebedarfs [BMU, 2012a], was 67 % der erneuerbaren Endenergiebereitstellung entspricht. Zurückzuführen ist dies insbesondere auf die Vielseitigkeit der Biomasse, da sie in allen Sektoren einsetzbar ist.

109. Gerade diese Flexibilität in Kombination mit dem absehbaren Erreichen der Grenzen des nachhaltigen Nutzungspotentials verlangt jedoch nach vorausschauenden Maßnahmen. Dies gilt nicht nur für die energetische Nutzung innerhalb der Sektoren Strom, Wärme und Kraftstoff. 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 entgegen zu wirken.

110. Bislang setzt die Bundesregierung auf den stärkeren Einsatz von Biomasse in allen energetischen Anwendungen. In der Stromerzeugung wird der große Vorteil in der Speicherfähigkeit von Biomasse gesehen, so dass die Biomasse eine ideale Ergänzung zur fluktuierenden Erzeugung aus Wind und Sonne darstellt [BMWi/BMU, 2010]. Wenn neben der Wärmebereitstellung auch die Stromerzeugung aus Biomasse weiter ausgeweitet werden soll, ist es unter dem Gesichtspunkt der technischen Effizienz sinnvoll, die Stromerzeugung aus Biomasse zukünftig weitestgehend in Kraft-Wärme-Kopplung zu betreiben. Anders ist eine technisch effiziente Nutzung der begrenzten

Ressourcen nur schwer erreichbar. Dies bedingt wiederum, dass Wärmeabnahmestrukturen für KWK-Wärme zur Verfügung stehen beziehungsweise aufgebaut werden.

111. Ein weiteres, noch wachsendes Segment ist die Erzeugung von Biogas. Aktuell wird es nahezu ausschließlich zur Stromerzeugung eingesetzt, wobei aufgrund der Regelungen des EEG bereits ein Großteil der Anlagen zumindest zeitweise in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben wird. Kontrovers diskutiert werden insbesondere die je nach Rohstoffeinsatz entstehenden Umweltauswirkungen (vgl. Kapitel 5).

112. Da die Elektrizitätserzeugung aus Biogas am Standort der Gaserzeugung häufig aus Effizienz Gesichtspunkten nicht optimal ist (fehlende Wärmesenken, schlechte Wirkungsgrade von Kleinanlagen), wurde über einen Technologiebonus im EEG Stromerzeugung aus aufbereitetem Biogas gefördert. Dieses sogenannte 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 als erneuerbare Alternative für alle anderen Anwendungsfelder von konventionellem Erdgas zur Verfügung. Es kann in der Stromerzeugung, zur Prozesswärmebereitstellung oder in Erdgasfahrzeugen verwendet werden.

113. Für die Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität und dessen Einspeisung in das Erdgasnetz ist in der Gasnetzzugangsverordnung bis 2020 als Ziel vorgegeben, 6 Mrd. m³ Biomethan in das Erdgasnetz einzuspeisen (§ 31 GasNZV). Bis 2030 sollen es 10 Mrd. m³ sein. Im Jahr 2011 haben 77 Biogasanlagen ca. 275 Mio. m³ aufbereitetes Biomethan in das Gasnetz eingespeist [BNetzA, 2012b]. Damit waren vom angestrebten Ziel für 2020 noch nicht einmal 5 % erreicht. Die Tendenz ist zwar weiter steigend, die Zielerreichung erscheint jedoch aufgrund der zeitlichen Randbedingungen unwahrscheinlich.

114. Eine weitere Möglichkeit, zusätzliches regeneratives Methan ohne weiteren Flächenbedarf bereitzustellen, ist ebenfalls bereits im Rahmen der Definition von Biomethan in der Gasnetzzugangsverordnung angelegt: Die synthetische Erzeugung eines Erdgassubstituts auf Basis erneuerbarer Energien (vgl. Box 4-1: Power-to-Gas). Langfristig können so Stromüberschüsse aus erneuerbaren Energien in Form von Brennstoffen saisonal gespeichert beziehungsweise

se über den Energieträger Erdgas anderen Anwendungen zur Verfügung gestellt werden.

Box 4-1: Power-to-Gas

So genannte Power-to-Gas-Verfahren speichern (Überschuss-)Elektrizität in Form chemischer, gasförmiger Energieträger. Kernelement ist die elektrolytische Herstellung von Wasserstoff, der vor Ort gespeichert oder in das bestehende Erdgasnetz eingespeist werden kann. Weil der Einspeisung von Wasserstoff Grenzen gesetzt sind (nach den geltenden technischen Richtlinien maximal 5% Anteil im jeweiligen Netzbereich), werden Verfahren zur Erzeugung eines Erdgassubstitutes entwickelt. So kann die vollständige Kompatibilität mit der Erdgasinfrastruktur erreicht werden. Hauptbestandteil ist, ebenso wie bei Erdgas, Methan (CH_4), das aus der Synthese von Wasserstoff und Kohlendioxid (Methanisierung) hergestellt wird. Das CO_2 kann aus verschiedensten Quellen stammen.

Die technische Machbarkeit von Power-to-Gas-Verfahren wurde nachgewiesen, die Kosten liegen aber noch deutlich zu hoch. Im Bereich der Elektrolyse stellt die Senkung der spezifischen Investitionskosten neben der Steigerung der Wirkungsgrade und der Prozessoptimierung für intermittierende Betriebsweisen die größte Herausforderung dar. Dies gilt insbesondere für intermittierende Betriebsweisen bei direkter Kopplung mit Windenergie- und Solarstromanlagen. Weiterhin sind Methanisierungsverfahren in der relevanten Leistungsklasse heute nicht Stand der Technik. Deshalb wird intensiv an der Weiterentwicklung und der Umsetzung von Pilotanlagen gearbeitet. Die erste größere Power-to-Gas-Anlage zur Erzeugung von Methan mit einer Leistung von 6 Megawatt Anschlussleistung und einer Tagesproduktion von rund 4.000 Kubikmetern Methan befindet sich derzeit im Bau und soll Mitte 2013 in Betrieb gehen. Weitere Projekte befinden sich derzeit auch im Ausland in der Planung.

Bei Überwindung der technisch-ökonomischen Herausforderungen sind Power-to-Gas-Verfahren eine Option für die Energieversorgung, weil sie eine Verknüpfung der elektrischen mit der bereits vorhandenen Erdgasinfrastruktur ermöglichen. Deren Speichervolumen liegt mit über 200 TWh mehrere Größenordnungen über den derzeit vorhandenen Speicherkapazitäten im Stromnetz. Zudem eignet es sich besonders für die Überbrückung längerer

Zeiträume (Wochen oder Monate). Auf diese Weise können auch Beiträge zur Ausweitung CO₂-neutraler Mobilität geleistet werden (Brennstoffzellenfahrzeuge, Methanfahrzeuge).

5 Umweltwirkungen des Energiesystems

Das Wichtigste in Kürze

Die Umweltverträglichkeit der Energieversorgung ist eine der Grundvoraussetzungen für eine nachhaltige Entwicklung und spielt eine wesentliche Rolle hinsichtlich der Akzeptanz der Energiewende.

Eines der Oberziele des Energiekonzeptes ist die Reduktion der Treibhausgase um 40 % bis 2020 und um 80 bis 95 % bis 2050. Diese Ziele sind gesetzt und daher nicht Gegenstand der folgenden Ausführungen. Vielmehr geht es um die Frage, ob die Oberziele des Energiekonzepts ohne gravierende Auswirkungen auf andere Umweltdimensionen erreicht werden können oder ob sich hier Konflikte andeuten, die eventuell das Nachsteuern von Unterzielen und Instrumenten nahelegen.

Im Monitoring-Bericht der Bundesregierung wird keine Indikatorik zu genannten Umweltdimensionen vorgelegt. Aus unserer Sicht ist die Umweltverträglichkeit aber ein Bewertungsmaßstab der Energiewende, welcher auch im Monitoring entsprechend berücksichtigt werden sollte.

Die relevanten Umweltdimensionen lassen sich aus Sicht der Expertenkommission insbesondere durch Indikatoren für die Flächeninanspruchnahme, Emissionen von Luftschadstoffen, Wasserbelastung, Ressourcennutzung und Radioaktivität abbilden. Dabei ist vor allem die Flächeninanspruchnahme relevant und sollte beobachtet werden. Bei den anderen Umweltdimensionen ist durch die Energiewende tendenziell eine Entlastung zu erwarten. Unbedingt sollte der Monitoring-Bericht sich mit der Endlagerproblematik beschäftigen.

115. Das Energiesystem beeinflusst nicht nur unser Klima sondern hat weitere wesentliche Auswirkungen auf die Umwelt. Die Bereitstellung von Brennstoffen sowie die Umwandlung und Verteilung von Energie belasten Luft, Gewässer und Böden und damit auch die Tier- und Pflanzenwelt sowie die menschliche Gesundheit.

116. Die Reduktion der Umweltbelastung ist ein implizites Ziel des Energiekonzeptes. Bereits im Titel heißt es: Energiekonzept für eine *umweltschonende*, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Daraus folgt, dass die Hauptziele des Energiekonzeptes - die Reduktion der Treibhausgase und der

Ausstieg aus der Kernkraft - ohne die Gefährdung von anderen umweltpolitischen Zielen erreicht werden müssen. Die Politik sollte daher geeignete Strategien vorlegen, die beim Umbau des Energiesystems die Sicherung der Umweltverträglichkeit gewährleisten.

5.1 Bewertung des Monitoring-Berichtes

117. Der Monitoring-Bericht thematisiert die Umweltverträglichkeit in der Beschreibung des energiepolitischen Zieldreiecks (Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit). Dabei wird neben der angestrebten Reduktion der Treibhausgasemissionen auch die Reduktion der Luftschadstoffe, Ressourcenschonung sowie die Reduktion des Restrisikos der Kernkraft in Deutschland genannt. Eine Quantifizierung erfolgt nur für die klassischen Luftschadstoffe. Darüber hinaus wird auf die Umweltverträglichkeit nicht weiter eingegangen.

118. Aus Sicht der Expertenkommission ist die Umweltverträglichkeit aber ein Bewertungsmaßstab der Energiewende, welcher auch im Monitoring entsprechend berücksichtigt werden sollte. Verschiedene Indikatoren, die zum Teil bereits in anderen Zusammenhängen genannt, angewendet und mit Daten hinterlegt worden sind, können zur Messung der Umweltauswirkungen herangezogen werden.

So umfasst etwa die Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung [Bundesregierung, 2002b] die Umweltschutzziele „Ressourcenschonung“, „Flächeninanspruchnahme“, „Arten erhalten“, „Nachhaltige Landwirtschaft“, und „Luftqualität“. Im Rahmen der Umweltökonomischen Gesamtrechnung¹⁰ werden darüber hinaus auch Wassereinsatz, Abwasser und Abfallmengen erhoben. Die Daten sind zumeist aggregierte Werte und nicht nach Sub-Sektoren aufschlüsselbar.

¹⁰ Die Umweltökonomische Gesamtrechnung beschäftigt sich mit den Wechselwirkungen zwischen Umwelt und Ökonomie und beschreibt die Rolle, die die Umwelt in der Ökonomie spielt und welche Auswirkungen wirtschaftliche Aktivitäten auf die Umwelt haben [Destatis, 2012e].

119. Die Expertenkommission hat bei den Diskussionen mit dem BMWi und dem BMU diesbezüglich eine geeignete Indikatorik vorgeschlagen, die sich jedoch nicht im Monitoring-Bericht wiederfindet. Diese Vorschläge werden im Folgenden vorgestellt.

5.2 Flächeninanspruchnahme

120. Die Flächeninanspruchnahme des Energiesystems ist ein wichtiger Aspekt bei der Bewertung der Umweltbelastung. So beanspruchen beispielsweise nicht nur der Anbau von Energiepflanzen und der Braunkohletagebau zahlreiche Flächen, auch Windkraftanlagen, Photovoltaik(PV)-Freiflächenanlagen, Stauseen für (Pump)Speicherkraftwerke und Übertragungsnetze weisen einen zunehmend relevanten Flächenbedarf auf.

121. Neben dem reinen Flächenausmaß sollte die in Anspruch genommene Fläche nach der **Flächennutzung** klassifiziert werden [Keil et al., 2010]: (1) bebaute Flächen (inkl. Abbaufächen); (2) landwirtschaftliche Flächen (u.a. Ackerflächen, Grünland); (3) Wälder und naturnahe Flächen, (4) Feuchtflächen und (5) Wasserflächen. Zudem sollte die **Nutzungsintensität** der Flächeninanspruchnahme beschrieben werden. So stellt ein Braunkohletagebau eine andere Intensität dar als ein Maisfeld oder die Abstandsflächen von Windkraftanlagen und Hochspannungstrassen. Letztlich muss auch berücksichtigt werden, in welcher Form die **Flächen zurückgegeben** werden, nachdem sie nicht mehr für die Energieversorgung benötigt werden.

Beispielsweise greift der Braunkohletagebau weitreichend in die Landschaft ein und beansprucht Flächen, wodurch bestehende Nutzungen wie Siedlungen, Wälder oder landwirtschaftliche Flächen verdrängt werden. Trotz Rekultivierungsmaßnahmen können diese Flächen meist nicht in ihre ursprüngliche Nutzung zurückgeführt werden. Die steigende Biomassenutzung führt zu Flächenkonkurrenzen und Landnutzungsänderungen (vgl. Box 5-1). Bei Windkraft und Photovoltaik(PV)-Freiflächenanlagen sind die versiegelten Flächen vergleichsweise gering. Bei Windkraftanlagen bleiben Abstandsflächen weiter für den Ackerbau oder als Grünland nutzbar, stehen aber nicht mehr als Siedlungsfläche zur Verfügung. PV-Freiflächenanlagen schränken im Gegensatz dazu eine parallele landwirtschaftliche Nutzung der Fläche ein. Auch der Ausbau des Übertragungsnetzes wird durch neue Masten und Leitungen und dem

Anlegen von notwendigen Schneisen Auswirkungen auf Siedlungen, landwirtschaftliche Flächen, Wälder, naturnahe Flächen und Feuchtgebiete haben.

Box 5-1: Flächeninanspruchnahme durch die Bioenergienutzung

Die gesteigerte Nutzung von Biomasse zur Bereitstellung von Biokraftstoffen, Biogas und Festbrennstoff hat zu einer höheren Flächeninanspruchnahme durch den Anbau von Energiepflanzen und einem höheren Anteil der Holznutzung für die energetische Nutzung geführt. Insbesondere der steigende Anbau von Energiepflanzen wird in Deutschland kritisiert [UBA, 2012a], da es zu **Flächenkonkurrenzen** mit Nahrungspflanzen und einer allgemeinen Intensivierung der Landnutzung mit entsprechenden Auswirkungen auf die Biodiversität und das Landschaftsbild kommt.

Unter Berücksichtigung der gesetzten **Bioenergie-Ziele** (10 % Biokraftstoffziel, Einspeisung von 6 Mrd. Kubikmeter Biomethan ins Gasnetz) wird die Bereitstellung von Biomasse zur energetischen Nutzung weiter zunehmen (vgl. Tab. 5-1). Die Möglichkeiten zur Erschließung zusätzlicher Anbauflächen sind jedoch ebenso begrenzt wie die der Produktivitätssteigerung bei Anbau und Ernte.

Tab. 5-1: Flächeninanspruchnahme durch den Energiepflanzenanbau

	2011	2012	2020 ¹¹
Flächeninanspruchnahme (ha)	2,06 Mio.	2,53 Mio.	4,4 Mio.
davon für Biokraftstoffe	1,15 Mio.	1,16 Mio.	2,3 Mio.
davon für Biogas	0,90 Mio.	0,96 Mio.	2,1 Mio.
Anteil an Ackerfläche	17 %	21 %	36 %

Quelle: [FNR, 2012]

Beide Ziele vollständig im Inland zu erfüllen erscheint unter der Berücksichtigung von Nachhaltigkeitskriterien nicht möglich. Der steigende **Import** von

¹¹ Eigene überschlägige Berechnungen (Annahmen: gleichbleibende Flächenproduktivität, gleiche Ackerfläche, 1. Generation Biokraftstoffe, gleichbleibende Biogaserzeugung plus Biomethan aus Anbaubiomasse).

Energiepflanzen beziehungsweise Biokraftstoffen ist allerdings umstritten, da eine nachhaltige Erzeugung beispielsweise in den Entwicklungsländern unter der Berücksichtigung von sozialen Aspekten, Landnutzungskonkurrenzen sowie Treibhausgasreduktionen in vielen Fällen nicht hinreichend gewährleistet werden kann.

122. 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), das Landschaftsbild sowie direkte Belastungen von Menschen (z.B. durch Umsiedelungen oder Lärm) abgeschätzt werden. Gleichzeitig können die Informationen helfen, negative Entwicklungen zu erkennen und gegenzusteuern.

123. Bisherige Instrumente greifen diese Problematiken bereits teilweise auf. Im Biomasseanbau werden aber die Nachhaltigkeitskriterien aus der Biokraftstoff- beziehungsweise der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV und BioSt-NachV) vielfach als zu gering angesehen beziehungsweise werden Makroeffekte (z.B. allgemeine Landnutzungsintensivierung) nicht berücksichtigt.

Der Ausbau der Windenergie und der Freiflächen-PV wird heute über die Landesraumordnung und die Bauleitplanung auf bestimmte Flächen „gelenkt“. Für den Bau von Übertragungsnetzen richtet sich das Planfeststellungsverfahren nach dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und dem Verwaltungsverfahrensgesetz (VwVfG), welche auf das Naturschutzgesetz (BNatSchG) verweisen.

124. Die Flächeninanspruchnahme des Energiesystems wird bisher nicht in ihrer Gesamtheit erhoben. Allerdings stehen Daten für die Flächeninanspruchnahme durch die Bereitstellung von Energiepflanzen und den Braunkohletagebau zur Verfügung. Tab. 5-2 zeigt eine vorläufige Abschätzung der Flächeninanspruchnahme im Jahr 2011 auf Basis von Anlagenzahlen beziehungsweise installierten Leistungen und spezifischen Durchschnittswerten für die in Anspruch genommenen Flächen.

125. Eine Differenzierung der Flächeninanspruchnahme nach Bodenbedeckung bedarf weiterer Recherchen, da diese Daten bisher für das Energiesystem nicht vorliegen beziehungsweise nur grobe Einteilungen der Flächen-

nutzung in Deutschland vorliegen [Destatis, 2011]. Insbesondere interessant ist dabei die Beschreibung der neu in Anspruch genommenen Flächen, sodass langfristig die Auswirkungen der Energiewende auf andere Flächennutzungen abgeschätzt werden können.

Tab. 5-2: Abschätzung des Flächenbedarfs des Energiesystems

	Flächennutzung	Flächenbedarf (Mio. m ²)	Durchschnittlicher spezifischer Bedarf
Konventionelle Energien			
Kernkraftwerke	Anlagenfläche	3	150 m ² /MW _{el}
Kohlekraftwerke	Anlagenfläche	17	350 m ² /MW _{el}
Gas-/Ölkraftwerke	Anlagenfläche	5	200 m ² /MW _{el}
Braunkohletagebau	In Betrieb	526	-
	Rekultiviert	1.209	-
Steinkohlebergbau	Oberirdisch	<i>Vernachl.</i>	-
Lager für nukleare Brennstoffe	Oberirdisch	<i>Vernachl.</i>	-
Erneuerbare Energien			
Windkraftanlagen	Versiegelt	13	460 m ² /MW
	Abstandsfläche	17.500	500 m Abstand
PV-Freifläche	Offene Fläche	41	35.000 m ² /MW
Energiepflanzen-anbau	Ackerfläche	20.560	17 % der Ackerfläche
Biomasseanlagen	Anlagenfläche	60	Biogas: 20 m ² /kW _{el}
Geothermie	Anlagenfläche	<i>Vernachl.</i>	-
Wasserkraft	Anlagenfläche	<i>Vernachl.</i>	-
	Stauseen	30	5.000 m ² /MW
Übertragungsnetz	Schutzstreifen	7.200	Abstand: 50 m bzw. 70 m
	Abstandsfläche	64.950	500 m Abstand

Quellen: Konventioneller Kraftwerkspark: Überschlägige Berechnung nach [Jensch, 1987] und [UBA, 2012b] inkl. der in 2011 abgeschalteten Kernkraftwerke; Braunkohletagebau: [Kohlenwirtschaft, 2012]; Windenergie: Berechnungen für versiegelte Flächen nach [BMU, 2005] und [BMU, 2012a], Bestimmung der Abstandsflächen nach [BLWE, 2012] bzw. unter der Annahme, dass der Abstand zw. WKAs dem 5-fachen Rotordurchmesser entspricht, [ISET/IWET, 2012] und [BMU, 2012a]; Photovoltaik-Freiflächenanlagen: [ZSW, 2011]; Energiepflanzenanbau: [FNR, 2012]; Biomasseanlagen: Überschlägige Berechnung nach [DBFZ, 2012] und unter der Annahme, dass Biogasanlagen etwa 20 m²/kW_{el}, (Heiz-)Kraftwerke etwa 2.000 m²/MW_{el} benötigen (>90 % des Flächenbedarf entfällt auf die Biogasanlagen); (Pump-)Speicherkraftwerke: Berechnung nach [Jensch, 1987] und [UBA, 2012b];

Übertragungsnetz: Berechnung nach [BNetzA, 2011], Bestimmung Schutzstreifen nach DIN EN 50341 und Flächeneinfluss nach [Bundestag, 2011a]. Steinkohlebergbau, Lager für nukleare Brennstoffe und geothermischen Anlagen sowie Wasserkraftanlagen wurden hier nicht berücksichtigt, da geringer oberirdischer Flächenbedarf bzw. geringe Anzahl. (Eigene Berechnungen)

5.3 Emissionen von klassischen Luftschadstoffen

126. Die sogenannten klassischen Luftschadstoffe belasten die Umwelt und gefährden auch direkt die Gesundheit: Staub, Feinstaub und Kohlenmonoxid tragen zur Luftverschmutzung bei; Schwefeldioxid, Stickoxide und Ammoniak führen zu Versauerung, Stickstoffoxide und flüchtige organische Verbindungen zu gesundheitsschädlichem bodennahen Ozon. Heute spielt aber insbesondere der Feinstaub noch eine Rolle während der Ausstoß von Kohlenmonoxid, Stickoxiden und Schwefeldioxid durch den Einsatz von Katalysatoren und Rauchgasreinigung stark reduziert wurde (vgl. Abb. 5-1).

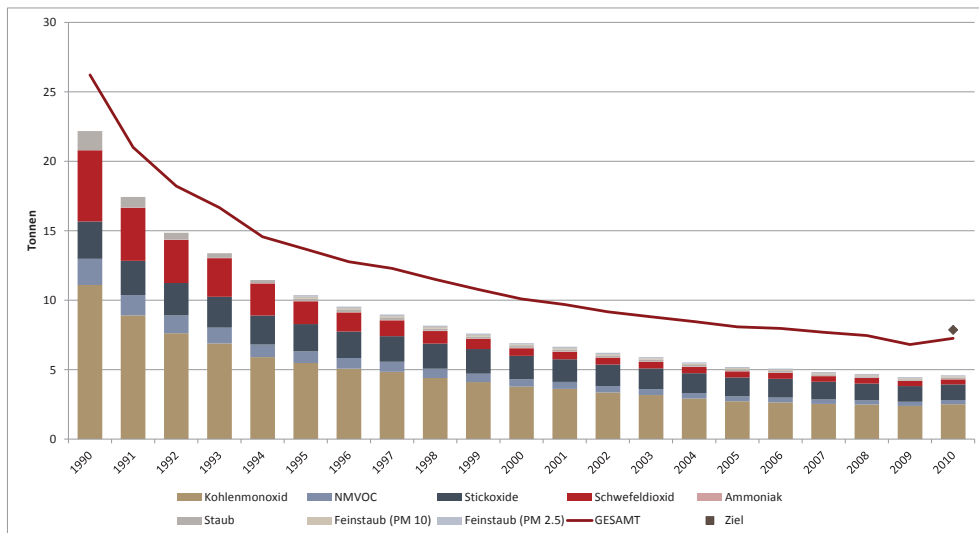
127. Die Überwachung und Begrenzung von Emissionen erfolgte erstmals mit dem Bundesimmissionsschutzgesetz aus dem Jahre 1974. Die betrachteten Luftschadstoffe und die entsprechenden Grenzwerte wurden seitdem stetig an neue Erkenntnisse und an zur Verfügung stehende Technologien angepasst [UBA, 2009].

128. Im Jahr 2002 hatte die Bundesregierung in ihrer Nachhaltigkeitsstrategie [Bundesregierung, 2002b] ein Ziel für die Reduktion der Schadstoffe gesetzt: Bis 2010 sollte die Belastung der wichtigsten Luftschadstoffe um 70 % gegenüber 1990 reduziert werden. Dieses Ziel wurde erfüllt, wobei insbesondere die Reduktion im Energiesektor (inkl. Verkehr) eine wichtige Rolle gespielt hat.

129. Aus Sicht der Expertenkommission ist es auch heute noch wichtig, die Luftschadstoffemissionen zu überwachen, auch wenn langfristig diese Emissionen durch den Einsatz erneuerbarer Energien weiter sinken werden. Die Veröffentlichung der Daten findet bereits an geeigneter Stelle statt [UBA, 2012c], so dass diese Daten im Rahmen des Monitorings zur Energiewende übernommen werden können.

130. Darüber hinaus sollten zusätzlich weitere Schadstoffe thematisiert werden. Dies kann etwa die Quecksilberbelastung durch die Verbrennung fossiler Energieträger und den breiten Einsatz von quecksilberhaltigen Energiesparlampen umfassen.

Abb. 5-1: Energiebedingte klassische Luftschadstoffe



Quelle: [UBA, 2012c] (Eigene Darstellung); Abk.: NMVOC: Flüchtige organische Verbindungen ohne Methan. Energiebedingte Luftschadstoffe: Emissionen aus der Verbrennung von fossilen Brennstoffen in der Energiewirtschaft, in Industrie, Verkehr, GHD und Haushalte, Militär sowie diffuse Emissionen aus Brennstoffen; Gesamt: Luftschadstoffemissionen aus allen Sektoren.

5.4 Ressourcenschonung

131. Der Verbrauch von Ressourcen durch das Energiesystem beruht zum einen auf der Entnahme von fossilen und nuklearen Brennstoffen und zum anderen auf der Nutzung von Ressourcen für die Herstellung der Anlagen und Infrastruktur. Daneben kann der Materialeinsatz auch für die Endnutzung wie Elektrofahrzeuge beziehungsweise Energieeffizienzmaßnahmen betrachtet werden.

132. Während der **Verbrauch** von fossilen und nuklearen Brennstoffen mit der Erreichung der Oberziele des Energiekonzeptes auf ein Minimum reduziert wird, steigt der Verbrauch anderer Ressourcen [Bringezu and Bleischwitz, 2009]. So wird für die Photovoltaik etwa Silizium verwendet, für den Bau von Windkraftanlagen wird insbesondere Beton beziehungsweise Stahl für die Türme eingesetzt, der Ausbau des Übertragungsnetzes wird etwa Kupfer oder Aluminium als Leitermaterial erfordern.

133. Der Ressourcenverbrauch bei Energieendnutzern kann nur bedingt dem Umbau des Energiesystems zugerechnet werden. Allerdings ist eine Aufschlüs-

selung und Beschreibung des Ressourcenverbrauchs etwa für Batterien für Elektrofahrzeuge, Wärmedämmung oder „Smart Metering“ zur Reduktion des Stromverbrauchs zum weiteren Verständnis der Ressourcennutzung im Zuge der Energiewende sinnvoll.

134. Neben dem Verbrauch von Ressourcen spielt auch das **Recycling** für die Ressourcenschonung eine wichtige Rolle. Neben dem Verbrauch von Ressourcen ist daher die Erhebung der Recyclingquote beziehungsweise der Anteil an recyceltem Material an der gesamten Abfallmenge eines Materials von Bedeutung. Ein Indikator für die Recyclingquote bestimmter Materialien liefert wichtige Informationen für die Entwicklung von Strategien zur Begrenzung der Materialintensität des Energiesystems.

135. Ein Überblick über den Ressourceneinsatz des Energiesystems liegt nur für die Brennstoffe vor [AGEB, 2012d]. In welchem Umfang Ressourcen heute für neue Anlagen beziehungsweise das Übertragungsnetz eingesetzt werden, wird nicht im Einzelnen erhoben. Eine aktuell vom BMU beauftragte Studie soll aber Auskunft über mögliche **kritische Ressourcen** geben, die für den Umbau des Energiesystems in Zukunft benötigt werden [WI et al., 2012]. Nach Identifizierung kritischer Ressourcen sollte das Monitoring sich auf diese fokussieren und entsprechend Verbrauch und Recyclingquoten abbilden.

5.5 Wasserbelastung

136. Das Energiesystem hat zum Teil großen Einfluss auf die Gewässer in Deutschland. **Eingriffe in die natürlichen Kreisläufe** finden insbesondere zur Kühlung von Kraftwerken statt, wobei Wasser in großen Mengen erst entnommen und anschließend erwärmt wieder abgegeben wird. Zudem wird für den Abbau von Braunkohle der Grundwasserspiegel künstlich abgesenkt, sodass während des Betriebs Wasser an umliegende Flüsse abgegeben wird, bei Rekultivierungsmaßnahmen aber auch eine große Nachfrage nach Wasser auftritt, etwa um einen Tagebau zu fluten. Auch Wasserkraftwerke können durch die Unterbrechung des Wasserlaufes und die Veränderung der Strömungsverhältnisse z.B. die Sedimentbildung und letztlich auch aquatische Ökosysteme stark beeinflussen.

137. Die Energieerzeugung hat in Deutschland den größten Anteil an der gesamten Wasserentnahme (ca. 56 % im Jahre 2007). Es wird hauptsächlich zur Kühlung von Kraftwerken genutzt. Rund 3 % wurden im selben Jahr im Bergbau eingesetzt. Die Bewässerung von Energiepflanzen spielt in Deutschland eine untergeordnete Rolle. Rund 1 % der entnommenen Wassermenge entfällt auf alle landwirtschaftlichen Erzeugnisse [Destatis, 2011].

138. Da fossile und nukleare Kraftwerke mit hohem Kühlwasserbedarf durch erneuerbare Energien mit wesentlich geringerem Wasserverbrauch [WI et al., 2010] langfristig ersetzt werden, wird die Energiewende zu einer Reduktion des Wassereinsatzes führen. Ein Indikator zur Wasserentnahme des Energiesystems zeigt die Wirkung der Energiewende auf die Wassernutzung durch den bestehenden Kraftwerkspark und den Kohlebergbau, aber auch durch gegebenenfalls neue Technologien. Das Statistische Bundesamt erhebt bereits entsprechende Daten und veröffentlicht diese im Rahmen der Umweltökonomischen Gesamtrechnung.

139. Die **Wasserqualität** wird vom Energiesystem insbesondere durch den Biomasseanbau beeinträchtigt. In Deutschland dominieren derzeit die diffusen Nähr- und Schadstoffeinträge von landwirtschaftlichen Flächen und tragen somit verstärkt zu einer Belastung der Gewässer bei. Dies wiederum kann neben den aquatischen Ökosystemen auch die Trinkwasserversorgung beeinträchtigen [UBA, 2012d]. Der Anbau, insbesondere die Konzentration auf bestimmte Energiepflanzen, führt zu einer Intensivierung der Landnutzung, welche meist mit einem höheren Einsatz von Dünger und Pestiziden verbunden ist. Der Eintrag von Düngemitteln und Pestiziden in Gewässer ist allerdings für verschiedene Anbauflächen im Einzugsgebiet eines Flusses schwer zu trennen. Daher ist eine Überwachung und Messung nur bei Anbauflächen von Energiepflanzen nicht umsetzbar.

5.6 Radioaktivität

140. Mit der Energiewende wird die Nutzung der Kernenergie im Jahr 2022 beendet. Dies lässt die Notwendigkeit der Suche eines Endlagers für hochradioaktive Abfälle unberührt.

Im Energiekonzept selbst wird die Klärung der Frage nach einem Standort für ein dauerhaftes Lager für hochradioaktive Abfälle aus der Stromerzeugung als Ziel genannt. Das Monitoring zur Energiewende sollte daher auf die Entwicklungen zur Endlagersuche eingehen, die Menge an hochradioaktivem Abfall nach notwendigen Einschlusszeiten quantifizieren (inkl. Abfälle aus dem Rückbau der Kernkraftwerke) und deren Lagerorte darlegen. Daten dazu liefert das Bundesamt für Strahlenschutz beziehungsweise das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.

141. Zudem sollten Messwerte der ionisierenden Strahlung an Kraftwerksstandorten sowie den Lagerstätten dargestellt und erläutert werden. Daten dazu liefert das Bundesamt für Strahlenschutz.

142. Letztlich sollte auch darauf eingegangen werden, wie weit der Rückbau von abgeschalteten Kernkraftwerken vorangeschritten ist und wie viele (meldepflichtige) Störfälle in den noch betriebenen Kernkraftwerken im jeweiligen Betrachtungszeitraum vorgefallen sind. Daten dazu liefert das Bundesamt für Strahlenschutz.

6 Entwicklung der Versorgungssicherheit

Das Wichtigste in Kürze

Ohne Zweifel wäre die gesellschaftliche Akzeptanz der Energiewende gefährdet, wenn sich bei den Energieverbrauchern die Sorge festsetzen sollte, dass eine gesicherte Versorgung mit Energieträgern, insbesondere Elektrizität, nicht mehr gewährleistet sein könnte. Es muss dazu nicht unbedingt zu effektiven Versorgungsunterbrechungen gekommen sein.

Im Rahmen des Monitorings verdient die Versorgungssicherheit deshalb große Aufmerksamkeit. Der erste Monitoring-Bericht der Bundesregierung wendet sich an mehreren Stellen den entsprechenden Fragestellungen zu, doch bleibt dabei die Position der Bundesregierung intransparent.

Als Indikator für die Versorgungssicherheit würde sich für das zukünftige Monitoring der Umfang der gesicherten Leistung im Verhältnis zur Jahreshöchstlast eignen. Es zeigt sich, dass die aktuell geplanten Kapazitäten deutlich nicht ausreichen. Die Expertenkommission tendiert zu der Einschätzung, wonach die Versorgungssicherheit im Bereich der Elektrizitätswirtschaft kritisch gesehen wird, insbesondere bei regionaler Betrachtung für den süddeutschen Raum.

Parallel zu Investitionen in steuerbare Kraftwerkskapazitäten kann ein beschleunigter Ausbau von Übertragungsnetzen nach Süddeutschland die Situation entschärfen. Im Lichte der bereits aufgetretenen Verzögerungen beim Netzausbau lässt sich derzeit kaum belastbar beurteilen, ob und mit welchem Tempo die Fertigstellung neuer Trassen nach Süddeutschland ausreichend beschleunigt werden kann.

Neben der gesicherten Elektrizitätsversorgung muss sich das Energiewende-Monitoring auch mit der Erdgasversorgungssicherheit befassen. Maßgeblich ist hierfür die Diversifikation der Erdgasversorgung. Diese stellt derzeit aus unserer Sicht kein ernsthaftes Versorgungsproblem dar. Anders verhält es sich mit den inländischen Pipelinekapazitäten. Das Untersagen unterbrechbarer Gaslieferverträge etwa in Süddeutschland erfordert einen geeigneten Ausbau der Erdgasinfrastruktur. Wir empfehlen, diesem Sachverhalt in den künftigen Monitoring-Berichten Aufmerksamkeit zu schenken.

6.1 Gesicherte Kraftwerksleistung

143. Im ersten Monitoring-Bericht stellt die Bundesregierung unter Kapitel 7 den Bestand und den Zubau von Kraftwerken dar. Die Expertenkommission greift dazu einige zentrale Aspekte heraus. Zunächst bietet dieser Teil des ersten Monitoring-Berichts weniger klare Aussagen als der letztverfügbare, kompakt und informativ geschriebene Monitoring-Bericht 2011 der Bundesnetzagentur [BNetzA, 2011]. Es wird empfohlen, dieses Dokument im Monitoring-Bericht als Grundlage der Diskussion über die gesicherten Kraftwerkskapazitäten heranzuziehen.

144. In Deutschland findet aktuell eine intensive Diskussion darüber statt, ob es zur Gewährleistung einer gesicherten Kraftwerksleistung erforderlich werden könnte, Kapazitätsmechanismen zu schaffen, und wie diese gegebenenfalls auszugestalten wären. Vom Monitoring-Bericht – und auch von der hier vorgelegten Stellungnahme – kann kein konkreter Beitrag zum Design von Kapazitätsmärkten erwartet werden. Doch vom Monitoring-Bericht darf man Aussagen darüber erwarten, ob die aktuelle Entwicklung im Bereich von Kraftwerksinvestitionen die Notwendigkeit von politischen Maßnahmen erkennen lässt.

145. Ein wichtiger quantitativer Indikator dafür ist die sogenannte Leistungsbilanz der Stromversorgung. Die Leistungsbilanz beschreibt den Umfang der gesicherten Kraftwerkskapazitäten zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast beziehungsweise zu einem definierten Referenzzeitpunkt, der die voraussichtlich kritischste Versorgungssituation (minimale gesicherte Leistung und maximale Last) eines Jahres abbildet. Die gesicherte Leistung ergibt sich aus der Differenz von installierter (Netto-) Kraftwerkskapazität und der nicht verfügbaren Kraftwerkskapazität. Nicht verfügbare Leistungen umfassen stochastische oder revisionsbedingte Ausfälle thermischer Kraftwerke, dargebotsabhängige Nichtverfügbarkeiten bei Wind-, Wasserkraft oder Photovoltaik und nicht zuletzt Kapazitäten für Reserve- und Systemdienstleistung (Regelenergie).

146. Im „Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften“ der Bundesregierung vom 06.06.2011 heißt es hierzu: „Die Leistungsbilanz ist die wichtigste Größe zur Einschätzung der erzeugungsseitigen Stromversorgungssicherheit“ [Bundestag, 2011b]. In der Folge sind mit der am 4. August 2011 in Kraft getretenen Gesetzesnovelle des Energiewirt-

schaftsgesetzes (EnWG) die Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 12 Absatz 5 EnWG verpflichtet, jeweils am 30. September eines Jahres einen Bericht über die Leistungsbilanz an das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie zu übermitteln (Leistungsbilanz der Übertragungsnetzbetreiber). Erstmals wurde dieser Bericht von den Übertragungsnetzbetreibern am 30.09.2011 vorgelegt, inzwischen liegt er auch für 2012 vor [ÜNB, 2012a].

147. Vor diesem Hintergrund wäre es wünschenswert gewesen, wenn die Bundesregierung im ersten Monitoring-Bericht eine Leistungsbilanz als Indikator der Stromversorgungssicherheit aufgenommen und diskutiert hätte. Im Sinne einer Approximation stellt der erste Monitoring-Bericht der Bundesregierung lediglich fest, dass die Kapazitäten konventioneller Kraftwerke, einschließlich der Pumpspeicherkraftwerke, die Jahreshöchstlast in Deutschland um ca. 16 % übertreffen (Unterkapitel „Konventionelle Kraftwerke“ in Kapitel 7.1). Bei einer Jahreshöchstlast von rund 85 GW entspricht dies einer Nettokraftwerksleistung von 13 bis 14 GW. Abgesehen davon, dass die Leistungsbilanz der ÜNB eine Maximallast von ca. 81 GW ausweist (vgl. Tab. 6-1), lässt der erste Monitoring-Bericht der Bundesregierung nicht erkennen, auf Basis welcher Annahmen dieser Wert ermittelt wurde. Beispielsweise bleibt offen, inwieweit Importkapazitäten, abschaltbare Lasten und Kraftwerksleistung im Ausland, die ins deutsche Netz einspeisen, berücksichtigt wurden. Weiterhin ist die Netto-Kraftwerksleistung nicht gleich der verfügbaren Kraftwerksleistungen (geplante/ungeplante Ausfälle). Vom Monitoring-Bericht der Bundesregierung müsste man jedoch eine Einschätzung darüber erwarten, ob eine Kapazitätsreserve von 13 bis 14 GW gesamtwirtschaftlich ausreichend ist.

148. Die Leistungsbilanz der Übertragungsnetzbetreiber für die Jahre 2011 bis 2015 gibt dazu Anhaltspunkte (vgl. Tab. 6-1). In ihren Untersuchungen legen die ÜNB für das Jahr 2011 zwei Fälle zugrunde: (1) die tatsächliche Einspeisesituation der Kraftwerkskapazitäten zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast (2011a) und (2) einen Referenztag (2011b), der laut ÜNB einen kritischen Fall beschreibt, der ebenfalls hätte eintreten können [ÜNB, 2012a]. Während für den ersten Fall tatsächliche Daten im Rahmen einer ex-post Analyse zur Verfügung standen, wird für den zweiten Fall die Einspeisesituation anhand von Prognose- und Schätzmethoden ermittelt. Diese Verfahren werden auch für die zukünftigen Prognosejahre 2012 bis 2015 angesetzt. Im Wesentlichen geht

es hierbei um die Bewertung des gesicherten Leistungsbeitrags der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.

Tab. 6-1: Leistungsbilanz Gesamtdeutschland

Leistungsbilanz in GW	2011a	2011b	2012	2013	2014	2015
Installierte Leistung	153,3	153,3	168,3	169,5	183,2	192,5
./. Nicht einsetzbare Leistung	44,4	60,3	73,9	74,7	83,6	93,4
./. Ausfälle	5,6	6,2	6,7	6,2	6,2	6,5
./. Revisionen	2,1	2,1	2	2	2	2
./. Reserve für Systemdienstleistungen	4,6	4,6	4,7	4,8	4,9	5
= Gesicherte Leistung	96,7	80,1	81,5	81,8	86,1	85,6
./. Last	81,2	81,2	81,7	81,7	81,7	81,7
Verbleibende Leistung	15,5	-1,1	-0,1	0,1	4,4	3,9
Verbleibende Leistung (inkl. Kraftwerke im Ausland)	17,2	0,8	1,7	2,2	6,5	6

Quelle: [ÜNB, 2012a]

149. Die Leistungsbilanz verdeutlicht, dass nach Einschätzung der ÜNB in den Jahren 2011 bis 2013 die Erzeugungssituation äußerst knapp ist. Auch wenn man ausländische Kraftwerke einbezieht, die ins deutsche Netz einspeisen, verbleibt nur eine geringe Sicherheitsmarge. Mit einer deutlichen Verbesserung der Versorgungssituation rechnen die ÜNB erst im Jahr 2014. Voraussetzung hierfür ist allerdings, dass die in Planung und Bau befindlichen Kraftwerksprojekte tatsächlich fristgerecht realisiert werden und keine außerplanmäßigen Stilllegungen stattfinden [BMW, 2012].

150. Mit dem geplanten Ausstieg aus der Kernkraft scheiden in der Periode von 2011 bis 2022 eine Nettokraftwerksleistung von rund 12°GW aus (Kapitel 7.1, Abbildung 14). Außerdem stehen Stilllegungen von Kohle-, Gas- und Ölkraftwerken an, die die BNetzA mit 4 GW bis zum Jahr 2014 beziffert [BNetzA, 2011]. Auch wenn der jährliche Monitoring-Bericht der Bundesregierung auftragsgemäß keine prognostischen Aussagen trifft, sollte diese Einschätzung der BNetzA hier zitiert und bewertet werden. Die im Bau befindlichen Kapazitäten werden aktuell mit 12,9 GW angegeben [Kapitel 7.2 Abbildung 17, inkl. Pumpspeicher-Kapazitäten]. Es handelt sich um die Einschätzung der BNetzA zu den bis 2014 fertiggestellten konventionellen Kraftwerken [BNetzA, 2011].

151. Ohne den weiteren Zubau an steuerbaren Kapazitäten werden weder der voraussichtliche Rückbau nichtnuklearer Kapazitäten noch die – seit 2011 – eher knappen Reservekapazitäten ausgeglichen. Über die im Bau befindlichen steuerbaren Kraftwerke hinaus werden also weitere entsprechende Kapazitäten benötigt. Unter Hinweis auf die BNetzA verweist der erste Monitoring-Bericht auf aktuell geplante konventionelle Kraftwerkskapazitäten (inkl. Pumpspeicher) von 21,2 GW. Die BNetzA weist demgegenüber darauf hin, dass zwischen 2010 und 2011 Projekte mit einer Gesamtkapazität von 6,4 GW aufgegeben wurden.¹²

Tab. 6-2: Dargebotsunabhängige Kraftwerksplanung ≥ 5MW

Dargebotsunabhängige Energieträger	Behördlich genehmigte Projekte (MW)	Projekte im behördlichen Genehmigungsverfahren (MW)	Projekte noch nicht im behördlichen Genehmigungsverfahren (MW)	Summe (MW)
2010 (2010-2020)	2.055	16.461	9.067	27.583
2011 (2011-2019)	1.356	10.614	9.182	21.152
Differenz	-699	-5.847	115	-6.431

Quelle: [BNetzA, 2011]

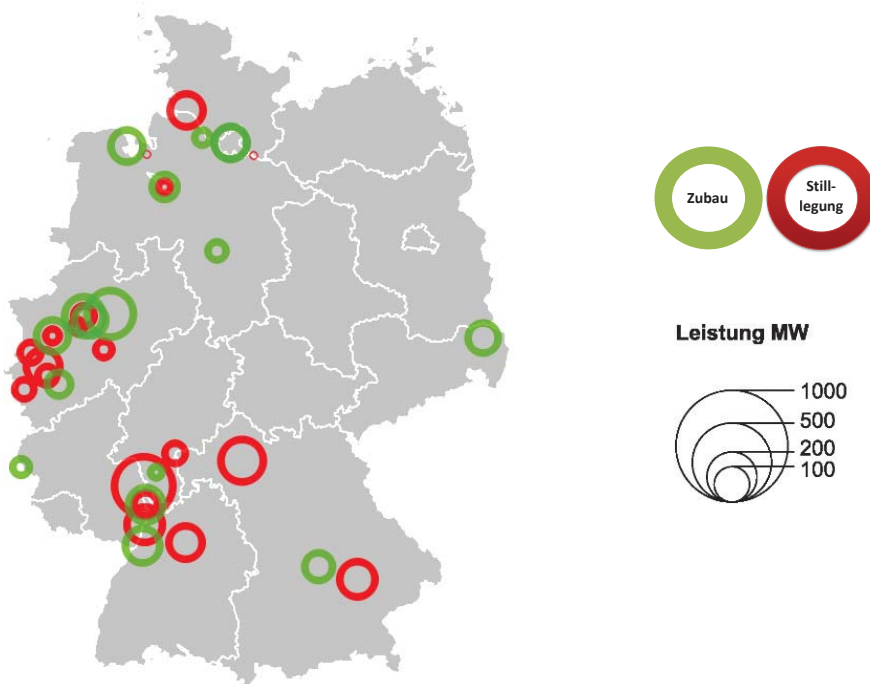
Auch wenn aus diesen Zahlenangaben allein noch keine belastbare Antwort zur Notwendigkeit bundesweiter Kapazitätsmechanismen ableitbar ist, sollte die Bundesregierung in ihrem Monitoring-Bericht diese Feststellungen der BNetzA kommentieren und einordnen. Insbesondere sollten die Gründe dieser Entwicklungen erforscht und in den Monitoring-Berichten dargestellt werden. Sollten es nur die ungünstigen Rahmenbedingungen sein oder könnte auch die Diskussion über geplante Kapazitätsmechanismen dazu beitragen, dass potentielle Kraftwerksinvestoren ihre Planungen hinauszögern?

¹² Diese Zahl leidet darunter, dass die BNetzA auf unterschiedliche Bezugszeiträume verweist; vgl. Tab. 6-2.

6.2 Regionale Verteilung der steuerbaren Kraftwerkskapazitäten

152. Bei der Betrachtung einer gesamtdeutschen Leistungsbilanz der Stromversorgung können regionale beziehungsweise Übertragungsengpässe nicht unberücksichtigt bleiben. Zu Recht weist der erste Monitoring-Bericht der Bundesregierung in Kapitel 7.1 auf die regional problematische Verteilung der gesicherten Kraftwerksleistung hin. Diese Problematik ist deutlich sichtbar in Abb. 6-1 der zu erwartenden Kraftwerksstilllegungen sowie der Kraftwerkszubauten bis zum Jahr 2015.

Abb. 6-1: Regionale Verteilung von Kraftwerkszubauten und Stilllegungen mit einer Nettoleistung von mehr als 100 MW im Zeitraum von 2011 bis 2015



Quelle: [BNetzA, 2012c] (Eigene Darstellung)

Die Veränderungen konzentrieren sich auf drei Regionen in Deutschland. Während sich im Norden und Westen Deutschlands ein annäherndes Gleichgewicht abzeichnet, übersteigen die zwischen 2011 und 2015 zu erwartenden Kraftwerksstilllegungen in Süddeutschland die zu erwartenden Zubauten bei

weitem. Maßgeblich dafür ist die Stilllegung von 5 Kernkraftblöcken (5 GW) im Jahr 2011.

Tab. 6-3: Saldo des dargebotsunabhängigen Kraftwerkszu- und -rückbaus südlich der Mainlinie

Netto-Engpass-Leistung in MW						
2011	2012	2013	2014	2015	unbestimmt	Gesamt
-4.263	-252	1.086	-13	-883	-1.638	-5.963

Quellen: [BNetzA, 2012c], [BNetzA, 2011]

153. Nach Ansicht der BNetzA fehlen südlich der Mainlinie im Jahr 2015 etwa 3 GW dargebotsunabhängiger Kraftwerksleistung [BNetzA, 2011]. Zieht man die Kraftwerksliste der BNetzA heran [BNetzA, 2012c], gelangt man zu noch höheren Kapazitätsdefiziten (Tab. 6-3). Ende 2014 ist dort immer noch eine Kernkraftkapazität von 8 GW in Betrieb, die bis Ende 2022 vom Netz gehen soll. Das Kapazitätsproblem südlich der Mainlinie könnte sich also nach 2015 weiter verschärfen.

154. Nach Einschätzung von ENTSO-E und der BNetzA ist die Lage in Süddeutschland während der Wintermonate als angespannt zu taxieren. So warnt die BNetzA in ihrem Monitoring-Bericht 2011 davor, dass es im Winter 2012/13 erneut zu Engpassituationen wie im Winter davor kommen kann, als das Stromnetz in Süddeutschland kurz vor dem Zusammenbruch stand [BNetzA, 2011]. Die Behörde hatte damals Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von 1,6 GW in Österreich und Süddeutschland in die Kaltreserve genommen [BNetzA, 2012d]. Das spricht auch der erste Monitoring-Bericht der Bundesregierung an, doch gibt er keinerlei Hinweise zum künftigen Umgang mit dieser Problematik.

155. Dem Vernehmen nach plant die Bundesregierung eine Reihe von Maßnahmen, von der sie einen Lösungsbeitrag zu der angesprochenen Problematik erwartet. So sollen die Kraftwerksbetreiber und die Übertragungsnetzbetreiber künftig die BNetzA ein Jahr im Voraus über Kraftwerksstilllegungen unterrichten. Andernfalls soll die Anlage nicht stillgelegt werden dürfen. Die BNetzA soll die endgültige Stilllegung von Kraftwerken untersagen dürfen. Bis zum Winter 2013/14 soll damit eine Reservekapazität von bis zu 3,9 GW abgesichert werden. Dadurch entsteht bei den Kraftwerksbetreibern ein Erstat-

tungsanspruch der Mehrkosten, wobei dessen Höhe durch die BNetzA festgelegt und über die Netzentgelte finanziert werden soll.

156. Des Weiteren soll es bei Gaskraftwerken, die auf einer von der BNetzA genehmigten Liste systemrelevanter Kraftwerke stehen und über keine Möglichkeit des Brennstoffwechsels verfügen, künftig keine unterbrechbare Gasversorgung mehr geben dürfen, wie dies heute üblich ist. Die Gasnetzbetreiber sollen im Rahmen des technisch und rechtlich Möglichen sowie wirtschaftlich Zumutbaren verpflichtet werden, feste Leitungskapazitäten anzubieten. Die Anlagenbetreiber sollen verpflichtet werden, dieses Angebot anzunehmen, gleichzeitig sollen ihnen auch hier die Mehrkosten erstattet werden.

157. Das alles sind recht einschneidende Markteingriffe, mit denen sich die BNetzA von einer klassischen Marktaufsicht zu einem eigentlichen Mitspieler auf den Elektrizitätsmärkten entwickelt. Abgesehen von den Einschränkungen in die wirtschaftliche Handlungsfreiheit könnten die geplanten Maßnahmen außerdem eine Problemverlagerung von der Elektrizitätsversorgung auf die Erdgasversorgung bewirken. Wegen der Bevorzugung der Kraftwerke drohen an besonders kalten Wintertagen Versorgungseinschränkungen bei einzelnen Heizgaskunden und Blockheizkraftwerken, denn die Versorgungsstrukturen der Gaswirtschaft sind bisher sicher noch nicht auf das Verbot unterbrechbarer Gaslieferverträge bei systemrelevanten Gaskraftwerken ausgerichtet (vgl. Unterkapitel 6.6). Die Bundesregierung sollte die gaswirtschaftlichen Auswirkungen sehr sorgfältig untersuchen, um hier nicht neue Versorgungsprobleme verantworten zu müssen. Können in klimatischen oder anderen Extremsituationen immer noch alle festen Gaslieferverträge erfüllt werden? Im Rahmen des Monitoring-Berichts wären auch Einschätzungen darüber hilfreich, ob und in welchem Umfang die Pipelineverbindungen zwischen den Erdgasspeichern in Norddeutschland und den Verbrauchszentren im Süden ausgebaut werden müssten. Mit der Entwicklung eines Netzentwicklungsplans Erdgas liegen auf Seiten der Bundesnetzagentur bereits einschlägige Informationen vor.

158. Mit einem weiteren Ausbau der volatilen Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien ist ein vermehrtes Auftreten von Situationen zu erwarten, in denen konventionelle Kraftwerke schnell hoch- und heruntergefahren werden müssen. Mit einer installierten Leistung von 72,5 GW [BNetzA, 2012c] haben die erneuerbaren Energien bereits einen Anteil von 42,6 % an der gesamten

installierten Leistung des deutschen Kraftwerksparks. Auf Grundlage von Literaturdaten lassen sich nur grobe Anhaltswerte zur Flexibilität von Kraftwerkstechnologien ableiten. VDE 2012 veröffentlicht beispielsweise Lastgradienten von Steinkohlekraftwerken, die sich je nach Typ, Alter, Wartungs- und Modernisierungszustand um bis zu 6 % der Nennlast pro Minute unterscheiden. Es wäre daher überlegenswert, im Rahmen der Erhebungen bei den Elektrizitätserzeugern neben den Angaben zur technischen Mindestlast und der Strom- oder Wärmeführung weitere Kriterien abzufragen: Leistungsänderungsgeschwindigkeit von Mindestlast auf Nennlast (in % der Nennlast/min), Anfahrdauer eines Kalt-, Warm- und Heißstarts, maximal mögliche Anzahl der Lastwechsel pro Monat.

6.3 Eigenerzeugung / Eigenverbrauch

159. Wenn sich bei den Endverbrauchern der Eindruck einer strukturell unzuverlässigen Stromversorgung breit macht, könnte die Reaktion in einer verstärkten Eigenerzeugung liegen. Dies gilt vor allem auch bei der Erwartung weiter steigender Elektrizitätspreise. Mit dem Übergang zur (teilweisen) Eigenerzeugung könnte sich zwar das Problem der Versorgungssicherheit entschärfen, doch aus Sicht der Elektrizitätsversorger und Stromnetzbetreiber wäre das mit Umsatzausfällen und wirtschaftlichen Schwierigkeiten (Stranded Costs) verbunden, indem die getätigten Investitionen nicht mehr amortisierbar werden.

160. Angesichts der bereits heute deutlich verbesserten wirtschaftlichen Attraktivität der Eigenerzeugung für den Letztverbraucher sollten die entsprechenden Entwicklungen sorgfältig beobachtet werden. Je mehr Elektrizität unabhängig vom öffentlichen Verbundnetz selbst erzeugt und genutzt wird, desto mehr werden diejenigen Endverbraucher für die Elektrizitätsversorgung zahlen müssen, die sich keine Eigenerzeugung aufbauen können. Gemäß dem Eigenverbrauchsprivileg des EEG [§ 37 Absatz 1 und 3 EEG] ist der für den Eigenverbrauch erzeugte Strom EEG-umlagebefreit. Ein geeigneter Indikator wäre die Entwicklung der Eigenerzeugungskapazitäten, doch sind die Schwierigkeiten nicht zu übersehen, solch einen Indikator statistisch zu erheben.

6.4 Importabhängigkeit

161. An vielen Stellen des ersten Monitoring-Berichts der Bundesregierung werden die hohen Energieimporte Deutschlands als ein negativer Sachverhalt dargestellt. Mit der Energiewende sei eine Verminderung der Energieimporte zu erwarten und dies stelle einen bedeutsamen Vorteil des energiewirtschaftlichen Umbaus dar. Zwar wird an einer Stelle (Kapitel 13.3) richtigerweise darauf hingewiesen, dass die deutschen Energieimporte kein gesamtwirtschaftliches Problem darstellen, weil Deutschland kein Leistungsbilanzdefizit aufweist. Die These von der Wünschbarkeit verminderter Energieimporte durchdringt jedoch den gesamten Monitoring-Bericht.

Die Expertenkommission schließt sich dieser Argumentation nur bedingt an. Eine führende Exportnation sollte nicht protektionistisch argumentieren. Wäre es wirklich aus Sicht der Energieversorgung oder der Volkswirtschaft vorteilhaft, wenn Deutschland seine Energieimporte mengen- und wertmäßig reduzieren würde? Was wäre, wenn die Zielländer deutscher Importe für deren Abhängigkeiten von deutschen Industriegütern ähnlich argumentieren würden? Deutsche Unternehmen haben sich insbesondere im Export forschungs- und entwicklungsintensiver Güter eine sehr starke Marktstellung aufgebaut. Ein wichtiger Faktor für die Konkurrenzfähigkeit deutscher Unternehmen ist gerade die Nutzung der internationalen Arbeitsteilung.

So lange Deutschland dank seiner überragenden internationalen preislichen und technologischen Wettbewerbsfähigkeit hohe Leistungs- und Handelsbilanzüberschüsse aufweisen kann, können Energieimporte für die deutsche Volkswirtschaft sogar nützlich sein. Nach einer Studie des ZEW ist mit weiteren Leistungsbilanzüberschüssen zu rechnen, die erst ab dem Jahr 2030 abnehmen [Gemeinschaftsdiagnose, 2011]. Die deutschen Exporte werden sich also auch in den nächsten Jahren weiter dynamisch entwickeln, insbesondere getrieben durch den Aufholprozess in den Schwellenländern. Durch deutsche Energieimporte werden internationale Handelsungleichgewichte abgebaut und Energieexporteure in die Lage versetzt, hochwertige deutsche Industrieprodukte zu kaufen. Deutschland kann auf die Dauer nur exportieren, wenn die Zahlungsfähigkeit anderer Länder ausreicht, die deutschen Exporte auch bezahlen zu können. Die Bewertung der Importabhängigkeit sollte insoweit überdacht werden.

162. Nun kann nicht in Abrede gestellt werden, dass einseitige Abhängigkeiten der Energieversorgung von einzelnen Exportländern (z.B. Russland) zu einem Problem der Versorgungssicherheit führen kann. In der Öffentlichkeit wurde dies zuletzt angesichts der im Winter 2012 verringerten Erdgasimporte aus Russland als Problem diskutiert. Mit einem Versorgungsanteil von rund 40 % des Gasaufkommens ist Russland der wichtigste Erdgasversorger Deutschlands. Ob und in wie weit dies problematisch ist, hängt auch davon ab wie lange und zu welchem Anteil im Notfall die russischen Erdgaslieferungen ersetzt werden könnten

- durch die Importkapazitäten aus anderen Ländern,
- durch vermehrte heimische Gasförderung einschließlich Bereitstellung von regenerativem Biogas/Bio-Methan,
- durch die Versorgung aus Erdgasspeichern,
- über die Substitution von Erdgas durch andere Energieträger,
- durch zeitweise unterbrechbare Lieferverträge mit Gaskunden.

Eine Quantifizierung ist unter anderem mit Hilfe des Residual Supply Index möglich. Wir empfehlen, in den künftigen Monitoring-Berichten zur Energiewende diesen oder einen ähnlichen Diversifikationsindex für die wichtigsten Exportländer und Energieträger auszuweisen und eine Studie zur Entwicklung geeigneter Berechnungsalgorithmen in Auftrag zu geben.

Wenn die inländische Erdgasnachfrage durch eine verbesserte Energieeffizienz sinkt, folgt daraus eine tendenzielle Verbesserung des Residual Supply Index, denn mit den frei werdenden Import- und Speicherkapazitäten können die deutschen Gaskunden gegebenenfalls besser und länger auf die Erdgasimporte eines einzelnen Lieferlandes verzichten. Ob damit ein versorgungspolitischer Vorteil verbunden ist, hängt davon ab, ob die aktuelle Abhängigkeit von einem einzelnen Exportland kritisch beurteilt werden muss und ob die Steigerung der Energieeffizienz ein kostengünstiger Weg zur Verringerung dieser Abhängigkeit ist.

6.5 Elektrische Netze

163. Sowohl der erste Monitoring-Bericht der Bundesregierung als auch der BNetzA-Monitoring-Bericht 2011 äußern sich ausführlich zu elektrischen Über-

tragungs- und Verteilnetzen. Dazu gehört auch eine detaillierte Darstellung der Maßnahmen zur Beschleunigung des Ausbaus der Übertragungsnetze. In der Tat gibt es mit dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) eine gesetzliche Feststellung der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit neuer Übertragungsleitungen. Es wurde eine koordinierte, deutschlandweite Netzentwicklungsplanung der vier Netzbetreiber ins Leben gerufen. Der erste 10-jährige Netzentwicklungsplan wurde im Mai 2012 vorgelegt. Unter Berücksichtigung der Ergebnisse der öffentlichen Konsultationen soll dieser Plan in ein Bundesbedarfsplangesetz einfließen. Mit dem Netzausbaubeschleunigungs-Gesetz (NABEG) aus dem Jahr 2011 wird der Versuch unternommen, die Genehmigungsverfahren auf vier Jahre zu verkürzen.

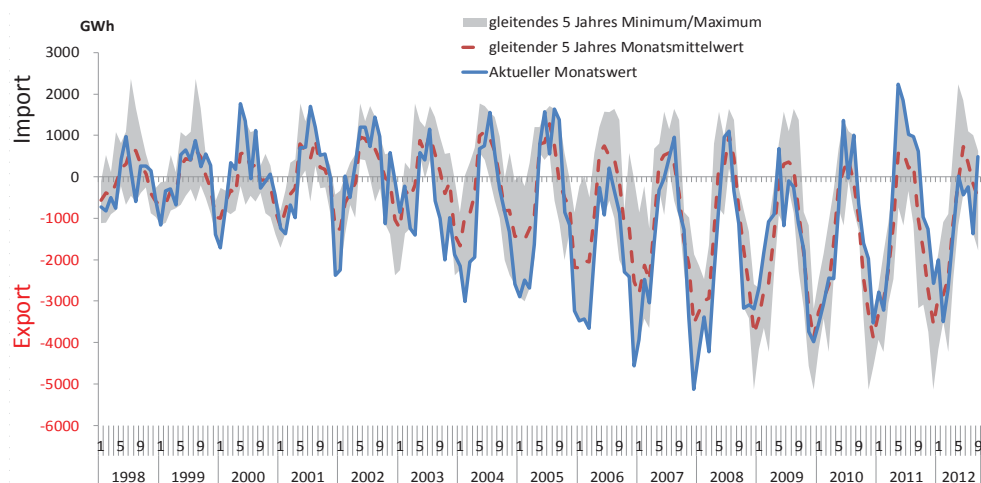
164. Obwohl die Bundesregierung also durchaus schon einiges auf den Weg gebracht hat, sind die Ergebnisse bislang wenig ermutigend: Der Übertragungsnetzausbau liegt deutlich hinter den Notwendigkeiten und den Planungsvorgaben zurück. So sind von den im EnLAG festgelegten Trassenneubauten von 1.834 km bis Ende 2011 erst 214 km gebaut und nur 100 km tatsächlich in Betrieb gegangen. Im Jahr 2012 werden voraussichtlich nur 35 weitere Kilometer hinzukommen; bei 15 der 24 EnLAG-Vorhaben zeichnet sich ein Zeitverzug zwischen einem und fünf Jahren ab [BNetzA/BKartA, 2012]. Zu Recht weist der erste Monitoring-Bericht in Kapitel 8.1 darauf hin, dass „der Umbau und die Ertüchtigung der Netze für die sich rapide ändernden Erzeugungsstrukturen insbesondere auf der Höchstspannungsebene weiter vorangetrieben werden muss“. Doch wäre eine eingehende Analyse der Ursachen für die offensichtlich zähe Umsetzung dieser Ziele wünschenswert. Im Monitoring-Bericht 2011 [BNetzA, 2011] findet sich auf S. 23 eine Auflistung der Ursachen für die Verzögerungen:

- Erschwerte Umrüstung bestehender Trassen als Folge der Abschaltung von Kernkraftwerken
- Verzögerungen im behördlichen Genehmigungsverfahren
- Klagen gegen Planfeststellungsbeschlüsse
- Änderungen in den behördlichen Genehmigungsverfahren wegen veränderter gesetzlicher Rahmenbedingungen, etwa das niedersächsische Erdkabelgesetz
- Lieferengpässe bei den Anlagenherstellern

- Nicht weiter spezifizierte technische Gründe

165. Zu den Schwierigkeiten des Übertragungsnetzausbaus gehört auch die offene Diskussion zwischen den Bundesländern und der Bundesregierung über die künftige Entwicklung der erneuerbaren Elektrizitätserzeugung. Wie weit sollen die Windkapazitäten an der Küste und im Meer, wie weit im Süden Deutschlands ausgebaut werden? Hier und in ähnlichen Fragen besteht Koordinationsbedarf. Abhängig von dem Ausgang dieser Diskussionen wird ein mehr oder weniger großer Ausbau der Übertragungsnetze erforderlich werden. Solange eine alle Seiten bindende Vereinbarung aber noch aussteht, fehlt die politische Basis für die weiteren Netzausbauplanungen, was Netzinvestitionen naturgemäß behindert.

Abb. 6-2: Monatliche Stromexporte und –importe in den Jahren 1998 bis September 2012

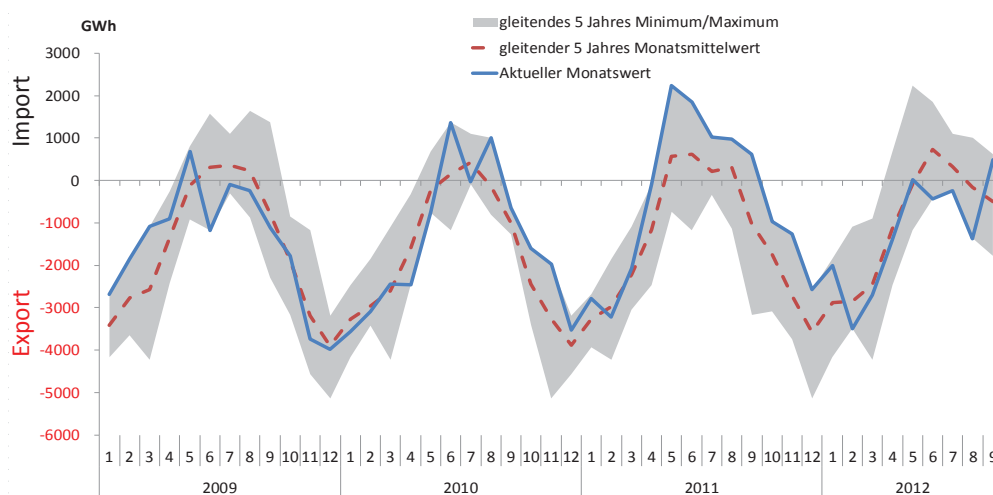


Quelle: [ENTSOE, 2012] (Eigene Darstellung)

166. Zentrales Element eines Elektrizitätsbinnenmarktes ist der Stromaustausch zwischen den Mitgliedstaaten und die dafür zur Verfügung stehenden Grenzkuppelleitungen. Seit der Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft nehmen die grenzüberschreitenden Stromflüsse von Deutschland und seinen Nachbarstaaten stetig zu (vgl. Abb. 6-2). Dabei folgt der Stromaustausch einer deutlichen saisonalen Charakteristik. Gemeinhin erfolgen Stromimporte in den Sommermonaten und Exporte in den Wintermonaten.

Auch im Jahr 2011 änderte sich an dieser Saisonalität nichts Grundlegendes (vgl. Abb. 6-3). Allerdings waren in den Monaten März bis Dezember 2011 neue 5-Jahresmaxima des Stromimports beziehungsweise Minima des Exports zu beobachten. Diese Änderungen lassen sich auf die Beschlüsse des Kernenergie-Moratoriums zurückführen. Aus Sicht der Versorgungssicherheit kommt es nicht auf die Veränderungen der Export- beziehungsweise Importsituation an, sondern auf die möglichen Engpässe bei den vermehrten grenzüberschreitenden Lastflüssen. Laut Angaben der Bundesnetzagentur kam es insbesondere bei Grenzkuppelstellen zwischen Polen und Deutschland sowie zwischen Deutschland und der Tschechischen Republik zu Eingriffen der ÜNB (§ 13.1 EnWG). Die übrigen Grenzkuppelstellen waren hiervon nicht betroffen. Wir empfehlen in den künftigen Monitoring-Berichten hierauf ein besonderes Augenmerk zu lenken.

Abb. 6-3: Monatliche Stromexporte und –importe in den Jahren 2009 bis September 2012



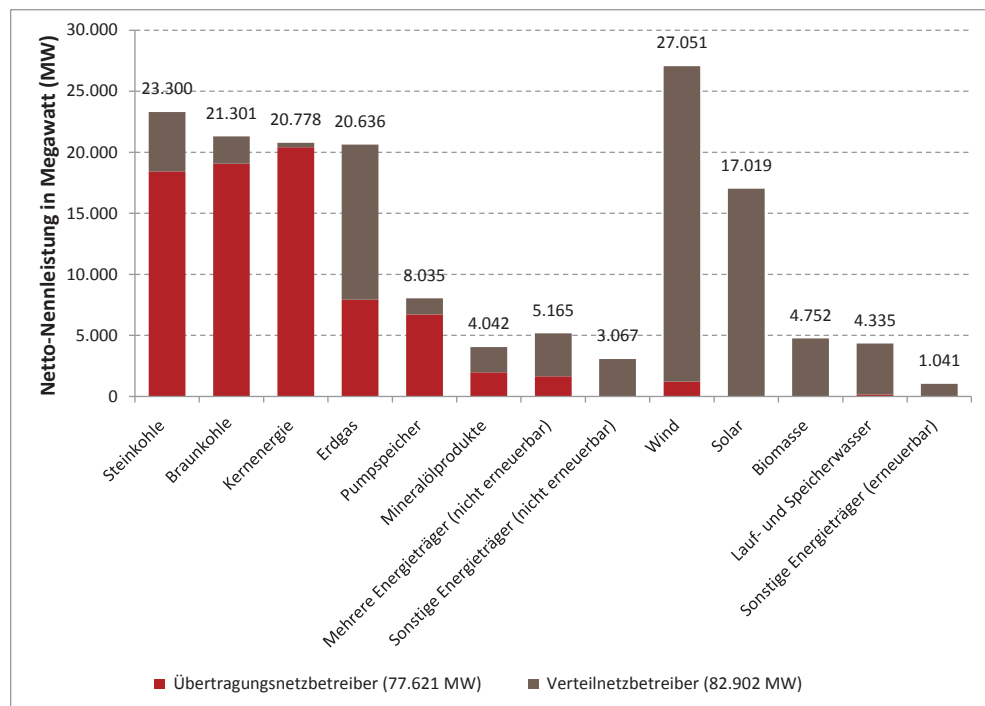
Quelle: [ENTSOE, 2012] (Eigene Darstellung)

167. Dem ersten Monitoring-Bericht ist zuzustimmen (Kapitel 8.1), wonach die Veränderung der Erzeugungslandschaft hin zu einer erneuerbaren Stromproduktion in der Fläche eine Steigerung und nicht eine Reduktion des erforderlichen Netzausbaus erfordert. Das gilt nicht nur für die Übertragungsnetze und deren Fähigkeit, Elektrizität zu den Lastzentren im Süden und Westen Deutschlands zu transportieren, sondern auch für die Verteilnetze, die zu intelligenten Netzen ausgebaut werden müssen. Von daher wäre zu bedenken, ob,

für die Netzeinspeisung dezentral erzeugter Elektrizität vermiedene Netzentgelte angerechnet werden sollten.

168. Bei aller Aufmerksamkeit, die dem Ausbau des Übertragungsnetzes geschenkt wird, sollte nicht übersehen werden, dass quasi die gesamte Netzanbindung der EEG-Anlagen in den Verteilnetzen stattfindet. Das Gewicht von Erzeugungsleistung und Einspeisemengen verschiebt sich durch den Ausbau der erneuerbaren Energien mehr und mehr von den Übertragungsnetzen hin zu den Verteilnetzen. So war bereits zum Ende des Jahres 2010 mehr installierte Leistung an den Netzen der VNB (83 GW) angeschlossen als an den Netzen der ÜNB (78 GW) (vgl. Abb. 6-4). Gute zwei Drittel der Kapazitäten in den Verteilnetzen sind erneuerbare Energien. Zukünftig ist mit einer weiteren Verschiebung der Erzeugung in Richtung der Verteilnetzbetreiber zu rechnen.

Abb. 6-4: Erzeugungskapazitäten nach Energieträgern zum 31.12.2010 differenziert nach ÜNB und VNB



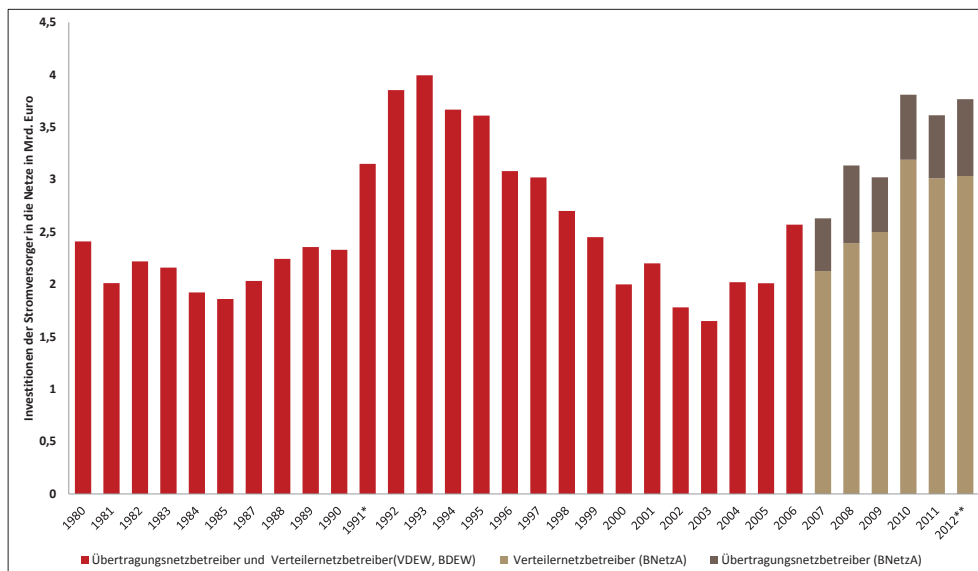
Quelle: [BNetzA, 2011] (Eigene Darstellung)

169. Dabei spielt insbesondere der sehr dynamische Ausbau der Photovoltaik eine Rolle. Durch die Netzanschluss- und Netzausbaupflichtung des EEG

muss das Verteilnetz verstärkt werden. Bei hoher Penetration steigen auch die Anforderungen an die Netzbetriebsmittel. So müssen Transformatoren zukünftig auch eine Rückspeisung von Strom von der Niederspannungsebene auf die Mittelspannungsebene ermöglichen.

170. Es wird gerne übersehen, dass der größte Teil der Netzinvestitionen traditionell in die Verteilnetze und nicht in die Hochspannungsnetze fließt. Aufgrund der langen Investitionszyklen in der Netzwirtschaft sollte die Darstellung der Investitionen generell auf eine möglichst lange Zeitreihe zurückgreifen (vgl. Abb. 6-5). Während für die früheren Jahre nur Branchenstatistiken zur Verfügung stehen (VDEW bzw. BDEW), kann für die jüngeren Jahre auf Erhebungen der BNetzA zurückgegriffen werden (Netzzustandsberichte und Kalkulationsunterlagen Anreizregulierung).

Abb. 6-5: Investitionen der Stromversorger in die Netze



* ab 1991 Gesamtdeutschland; ** Plandaten

Quellen: [BDEW, 2012], ab 2007 [BNetzA/BKartA, 2012] (Eigene Darstellung)

171. Abb. 6-5 lässt erkennen, dass seit etwa 10 Jahren ein Anstieg der Netzinvestitionen zu verzeichnen ist, ohne das Niveau aus den 1990er Jahren zu übertreffen. Dem aktuellen Monitoring-Bericht der BNetzA zufolge liegt der Investitionsanteil für Erhalt und Erneuerung der Netze im Bereich der Übertragungsnetze bei gut 20 %, im Bereich der Verteilnetze bei 40 %. Demzufolge ist zu vermuten, dass das gegenwärtige Niveau der Netzinvestitionen für den

vorgesehenen Umbau der Stromversorgung in Deutschland nicht ausreicht. Diesem Thema sollte in den künftigen Monitoring-Berichten größere Aufmerksamkeit geschenkt werden.

172. Für das Monitoring wichtig ist die Frage, wie die Netzversorgungssicherheit gemessen werden soll. Indikatoren, die über die aktuelle Zuverlässigkeit der Netze Auskunft geben, sind im Grunde rückwärtsgewandt. Mit ihnen lässt sich beurteilen, ob in früheren Jahren genügend Investitionen in die Netzinfrastruktur geflossen sind, aber nicht, ob eine gute Netzzuverlässigkeit auch in Zukunft zu erwarten sein wird. Indikatoren, die über den Umfang der aktuellen Investitionen Auskunft geben, leiden darunter, dass sie nicht erkennen lassen, ob die Investitionen effizient an den netzkritischen Punkten erfolgen, wo die größten Risiken für Versorgungsstörungen liegen. Dieses Problem ist grundsätzlicher Natur und bedarf einer weiteren wissenschaftlichen Analyse. Dennoch ist es momentan sinnvoll, die jährlichen Investitionen in die Elektrizitätsnetze als den zentralen Indikator für die absehbare Zuverlässigkeit der Stromnetze zu verwenden.

173. Der im Monitoring-Bericht zitierte „System Average Interruption Duration Index“ berücksichtigt weder geplante Unterbrechungen noch Unterbrechungen aufgrund höherer Gewalt. Außerdem erfasst er nur Unterbrechungen von mindestens 3 Minuten. Studien aus Norwegen zufolge verursachen Stromausfälle unter 3 Min. (inkl. Spannungseinbrüchen) jährliche volkswirtschaftliche Kosten in ähnlicher Höhe wie Ausfälle über 3 Min. [SINTEF, 2010]. Auch wenn die Netze in Norwegen und Deutschland nur bedingt miteinander verglichen werden können, sind Stromunterbrechungen unterhalb der 3-Minutengrenze relevant. Mit Blick auf die Indikatorik kann auf Darstellungsformen und Indikatoren in der Norm „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“ verwiesen werden [DIN, 2010].

6.6 Andere Energienetze

174. Der Vollständigkeit halber sollte im Monitoring-Bericht der Bundesregierung auch das wichtige Thema Gas behandelt werden. Zwar wird in Kapitel 2.1 das Ereignis des temporären Ausfalls von Gaslieferungen angesprochen, aber nicht weiter ausgeführt. Mit weiterem Voranschreiten der Energiewende wird es immer schwieriger werden, den Gasmarkt unabhängig vom Elektrizitäts-

markt zu beurteilen. Allein schon wegen der systemrelevanten Gaskraftwerke sind die Verflechtungen und wechselseitigen Abhängigkeiten der beiden Märkte erheblich.

175. Im Februar 2012 gab es eine kritische Versorgungssituation im Gasnetz Süddeutschlands, die von der Bundesnetzagentur als sehr angespannt bewertet wird. Die Hauptursache ist die Kombination aus einer Periode außergewöhnlich niedriger Temperaturen in Deutschland und ganz Europa sowie eines unvorhergesehenen verminderten Imports aus Russland am Grenzübergang Waidhaus.

Die Gasversorger in Baden-Württemberg, Bayern und im mitteldeutschen Raum haben zwar nicht in feste Lieferverträge eingreifen müssen, Lieferverträge auf unterbrechbarer Basis wurden jedoch unterbrochen. Baden-Württemberg wurde besonders getroffen, da es auf Grund geologischer Gegebenheiten nur begrenzte Gasspeicherkapazitäten hat.

Insgesamt waren keine Haushaltskunden betroffen, sondern Großkunden, insbesondere Industrie- und Gewerbebetriebe, sowie öffentliche Einrichtungen. Insgesamt konnte laut Bundesnetzagentur 2,7 GW vertraglich zugesicherter Erdgasleistung nicht mehr geliefert werden. Die gemäß BNetzA [BNetzA, 2012d] relativ geringen Entnahmemengen der Speicherkapazitäten deuten sowohl auf technische Ineffizienzen als auch auf Marktineffizienzen hin. Wie oben angedeutet wären Analysen der Bundesregierung diesbezüglich hilfreich.

7 Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung

Das Wichtigste in Kürze

Für die Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung sind die möglichen Belastungen von Haushalten und Unternehmen sowie aggregiert für die Volkswirtschaft durch Energiekosten zu betrachten. Generell kann die Wirtschaftlichkeit durch eine effiziente Energiebereitstellung verbessert werden.

Die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit erfolgt in der politischen Diskussion gerne in Verbindung mit der Lastenverteilung, sprich: den von einzelnen Endverbrauchern bezahlten Energiepreisen. Da dies von den Kostenentwicklungen ablenkt, schlagen wir vor, gesamtwirtschaftlich aggregierte Indikatoren zur Beurteilung heranzuziehen. Die Betrachtung der aggregierten Belastung der Volkswirtschaft durch Energiekosten erlaubt eine Aussage darüber, inwieweit von einer hohen Energiekostenbelastung gesprochen werden kann.

Begriffe wie „wettbewerbsfähige Preise“, „wirtschaftliche Tragfähigkeit“ oder „Bezahlbarkeit“ sind nicht operationalisierbar definiert. Entsprechend können keine Akzeptanzschwellen für Haushalte und Unternehmen benannt werden. Letztlich ist die Frage der akzeptablen Energiekostenbelastung durch die Energiewende eine Wertentscheidung, die das Ergebnis eines fortlaufenden politischen Prozesses darstellt.

Die Bezahlbarkeit der Energie bezieht sich hier auf fossile Energieträger ebenso wie auf Elektrizität. Während die Kosten der fossilen Energieträger überwiegend auf Entwicklungen außerhalb Deutschlands beruhen, werden die Kosten der Stromversorgung auch durch die deutsche Politik bestimmt. Aus diesem Grund konzentriert sich die Debatte vorwiegend auf den Strombereich.

Der Anstieg der Kosten für Elektrizität verlief in der aggregierten Sichtweise für den Zeitraum bis einschließlich 2011 nicht so dramatisch wie in der Öffentlichkeit oft dargestellt. Der Anteil der Ausgaben für Elektrizität am nominalen Bruttoinlandsprodukt liegt mit 2,5 % im Jahr 2011 auf dem Niveau von 1991. Diese Aussage sollte jedoch nicht zur Sorglosigkeit verleiten. In der Zukunft ist damit zu rechnen, dass die aggregierten Elektrizitätsausgaben weiter ansteigen. Dazu tragen der weitere Ausbau der erneuerbaren Erzeugungskapazitäten, sowie der Ausbau von Netzen, Backup-Kraftwerken und Speichern bei.

7.1 Begrifflichkeiten und Konzepte

176. Aus Sicht der Expertenkommission sind im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung volkswirtschaftliche und betriebswirtschaftliche Aspekte zu berücksichtigen. Volkswirtschaftlich ist die effiziente Bereitstellung von Energie relevant, betriebswirtschaftlich die Belastung von Haushalten und Unternehmen durch Energiekosten. Volkswirtschaftliche Überlegungen werden in Kapitel 8 weiter erläutert.

177. Die Bundesregierung fordert im Energiekonzept, dass die Energieversorgung bezahlbar bleiben soll. Es gibt aber keine definitive Grenze, bis zu der die Kosten für Energie als bezahlbar anzusehen sind. Dazu sind die individuellen Einstellungen sowie die Einkommens- und Gewinnsituationen von Haushalten und Unternehmen zu unterschiedlich. Die gesellschaftlich akzeptable Belastung durch die Energiewende ist letztlich eine Wertentscheidung, die im politischen Prozess getroffen werden muss. Die Politik kann allerdings auf makroökonomischer Ebene eine Schwelle festlegen, die sie nicht überschreiten möchte.

178. Die Expertenkommission greift die Diskussion zur Bezahlbarkeit auf, indem sie die Energiekostenbelastung historisch vergleicht, diese einordnet und auf bestehende Trends aufmerksam macht. Darüber hinaus wird auf Ausweichreaktionen hingewiesen, die bei einem fortdauernden Anstieg der Energiekostenbelastung entstehen. Dabei soll im Rahmen dieses Berichts beispielhaft auf die Frage der Stromkostenbelastungen eingegangen werden.

179. Beim Kostenbegriff ist zwischen volks- und betriebswirtschaftlichen Kosten zu unterscheiden. Volkswirtschaftliche Kosten stellen Wohlfahrtsverluste dar und entstehen durch Ineffizienzen. Wenn eine Energiedienstleistung mehr knappe Produktionsfaktoren (Arbeit, Kapital, Boden, natürliche Ressourcen) in Anspruch nimmt als unbedingt erforderlich, entstehen volkswirtschaftliche Nachteile, weil diese Produktionsfaktoren nicht für anderweitige Produkte und Dienstleistungen zur Verfügung stehen. Externe Kosten sind eine besondere Form von volkswirtschaftlichen Kosten. Es handelt sich um Schäden, die bei unbeteiligten Dritten auftreten, aber vom Verursacher nicht kompensiert werden. Beispiele sind Schäden an Gebäuden oder Gesundheitsschäden, die durch Luftverschmutzung entstehen. Dem betriebswirtschaftlichen Konzept zufolge beruhen Kosten auf dem wertmäßigen Verbrauch von Produktionsfak-

toren. Im Energiebereich sind es die Aufwendungen für die Bereitstellung von Energieträgern und -dienstleistungen.

180. Um die Kosten der Energiewende zu bestimmen, müssten die Kosten gemessen werden, die durch die Maßnahmen der Energiewende *zusätzlich* ausgelöst werden. Eingesparte Kosten, zum Beispiel externe Kosten, müssen davon abgezogen werden. Dazu müsste die beobachtete Kostenentwicklung mit einem kontrafaktischen Szenario, einer „Welt ohne Energiewende“, verglichen werden. Sowohl die Abgrenzung der Energiewende als auch die Erstellung einer plausiblen kontrafaktischen Situation und deren Auswertung sind anspruchsvolle Aufgaben, die im Rahmen des Monitoring-Berichts nicht geleistet werden können. Es ist deshalb nachvollziehbar, dass der erste Monitoring-Bericht dieses Thema nicht explizit anspricht.

181. Preise sind ein Maß für die Knappheit eines Gutes. Die Knappheit kann durch verschiedene Gründe zu Stande kommen: durch hohe Nachfrage, eine marktbeherrschende Stellung einzelner Anbieter oder natürliche Gegebenheiten. Darüber hinaus wirken Preissignale auf das Verhalten von Akteuren. So werden durch Preisänderungen Verhaltensänderungen hervorgerufen. Die Energiepreise und deren temporale Entwicklung sind Bestimmungsfaktoren für die Energienachfrage. So wird durch den Preis der Ausgleich von Angebot und Nachfrage koordiniert. Steigende Preise für CO₂-intensive Güter etwa sind daher zur Erreichung von Klimaschutzziele aufgrund ihrer Lenkungswirkung notwendig.

182. Die Beurteilung der Energiekostenentwicklung wird durch die verschiedenen Interessenlagen der Akteure in der politischen Diskussion erschwert. Deshalb schlägt die Expertenkommission vor, die Energiekostenbelastung an Hand gesamtwirtschaftlich aggregierter Indikatoren zu beurteilen. Die Grundidee solcher Indikatoren ist es, die Gesamtausgaben des Letztverbrauchs ins Verhältnis zur Entwicklung des Bruttoinlandsproduktes (BIP) zu setzen. Diese Darstellung erlaubt eine von Verteilungsfragen unabhängige Beurteilung der Energiekostenentwicklung und bildet zugleich eine Grundlage für Fragen bezüglich der Bezahlbarkeit der Energieversorgung.

7.2 Preise und Kostenentwicklungen

183. Der Monitoring-Bericht der Bundesregierung präsentiert im Kapitel „Energiepreise und Energiekosten“ eine große Fülle von Preisindizes für verschiedene Energieträger und Kundengruppen. Diese lassen aber kaum Einschätzungen zur effizienten Ausgestaltung der Energieversorgung und zur allgemeinen Energiekostenbelastung zu. Es stellt sich vor allem die Frage, welche Schlüsse aus der deskriptiven Darstellung im Bericht über die Kosten der Energiewende gezogen werden können.

184. Begriffe wie „wettbewerbsfähige Preise“ oder „wirtschaftliche Tragfähigkeit“ sind im Monitoring-Bericht nicht eindeutig definiert. Wenn solche Begriffe verwendet werden, bedürfen sie einer Operationalisierung: Wann sind Schwellen der Belastbarkeit der Haushalte und Unternehmen erreicht, wann und für welche Verbrauchergruppen sind Preise nicht mehr bezahlbar oder wann ist die internationale Wettbewerbsfähigkeit gefährdet?

185. Ineffizienzen und damit volkswirtschaftliche Kosten entstehen nur dann, wenn zum Beispiel marktmächtige Unternehmen überhöhte Margen durchsetzen oder staatliche Eingriffe die Preise verzerren, insbesondere wenn diese nicht optimal ausgestaltet sind. Umgekehrt kann ein höherer Preis, beispielsweise für Strom aufgrund des Emissionshandels, auch durch externe Kosten begründet sein. Damit sind volkswirtschaftlich die externen Kosten internalisiert und werden im besten Fall effizient vermieden. Es kann daher durchaus sein, dass ein höherer Preis mit niedrigeren volkswirtschaftlichen Kosten einhergeht. Die Interpretation von Preisen als Indikator für volkswirtschaftliche Kosten ist daher nicht eindeutig.

186. Zu beachten ist, welche Preise und Preisbestandteile überhaupt durch die deutsche Energiepolitik beeinflusst werden. Viele Primärenergieträger werden auf Weltmärkten gehandelt. Die Preise spiegeln weltweite Entwicklungen wider, auf die Deutschland und die Europäische Union nur einen begrenzten Einfluss haben. Gleichzeitig leisten diese Energieträger einen großen Beitrag zum deutschen Primärenergieverbrauch.

187. Indikatoren zu gesamtwirtschaftlichen Energiekosten müssen vor diesem Hintergrund interpretiert werden. So muss vor allem identifiziert werden, auf welche Preisbestandteile durch die Energiepolitik überhaupt eingewirkt

wurde. Um diesen Sachverhalt in Zukunft besser beurteilen zu können, wäre es wünschenswert neben Angaben zu den Aggregaten künftig auch Daten zu den Komponenten wie Netzentgelte, Konzessionsabgaben, Vertriebsmargen etc. zu erheben. Bereits vorliegende Vorschläge in diese Richtung wurden bisher nicht umgesetzt. Später wird auf diese Problematik noch einmal gesondert eingegangen.

188. Die statistische Erhebung von Preisindikatoren ist mit methodischen Herausforderungen verbunden. So werden die Indikatoren durch Umfragen, Abrechnungsunterlagen von Energieversorgern oder durch Marktanalysen (Angebotspreise von Händlern) ermittelt. Oftmals werden standardisierte Abnahmemengen und Verbrauchsprofile unterstellt, die nur für wenige Verbraucher wirklich relevant sind. Schließlich gibt es auch immer ein hohes Maß an Preisanonymität (Geschäftsgeheimnis), weil weder die Lieferanten noch die Kunden gerne ihre Preise öffentlich machen. Entsprechend gelangen die verfügbaren Energiepreisveröffentlichungen zu teilweise deutlich abweichenden Ergebnissen.

189. Angesichts dieser Schwierigkeiten muss das Monitoring auf die Transparenz der zugrundeliegenden Preisberechnungsmethodik sowie die Belastbarkeit der herangezogenen Datenquellen großen Wert legen. Neben der Nachvollziehbarkeit der verwendeten Datenquellen sind auch die ihnen zugrunde liegenden Berechnungsgrundlagen auszuweisen. Sonst sind die Indikatoren kaum interpretierbar und die aus den Indikatoren abgeleiteten Aussagen nicht belastbar.

190. Die Aussagefähigkeit der Preis- und Kostenentwicklungen in den Sektoren Gewerbe, Handel, Dienstleistungen sowie der Industrie ist weiterhin durch deren heterogene Struktur eingeschränkt. Sehr unterschiedliche Wirtschaftszweige sind in diesen Sektoren zusammengefasst. Hier spielen die Darlegung von Verbrauchsbändern oder der Größe der Sektoren eine wichtige Rolle. Die durchschnittlichen Werte geben nur sehr grobe Anhaltspunkte auf die tatsächlichen Entwicklungen.

191. Auch im privaten Sektor werden durch die Konstruktion von Musterhaushalten im Energiekostenbereich sowie durch den Rückgriff auf Durchschnittswerte unnötige Einschränkungen gemacht. In der Einkommens- und Verbrauchsstichprobe des statistischen Bundesamtes liegen repräsentative

Energiekostenbelastungen von Haushalten bereits vor. Die Indikatoren zu den Energiekosten der privaten Haushalte werden insbesondere zur Diskussion der sozialen Aspekte der Energiewende herangezogen. Die Expertenkommission möchte dazu drei Dinge anmerken:

- Die Darstellung von Indikatoren aus konstruierten Musterhaushalten wird der Frage nach der Belastbarkeit beziehungsweise Akzeptanz nicht gerecht.
- Falls Ausgleichsmaßnahmen für bestimmte Haushalte vorgesehen werden, darf die Möglichkeit nicht außer Acht bleiben, dass die Lenkungswirkungen steigender Energiepreise ausgehebelt werden. Dies ist übrigens auch im Bereich der Industrie problematisch.
- Höhere Energiekosten von Haushalten sind nicht direkt einem Nutzenverlust gleichzusetzen. Auf die gewünschte Internalisierung externer Kosten durch höhere Energiepreise wurde ja bereits hingewiesen. Auch wenn Haushalte neue, stromverbrauchende Produkte nachfragen, kann dies den Anteil der Ausgaben für Energie am Einkommen steigern, ohne dass dadurch der Nutzen der Haushalte zurückgeht.

192. Historisch gesehen hat Deutschland im europäischen Vergleich in vielen Bereichen hohe Energiepreise. Die im Monitoring-Bericht zitierten Preisdaten von Eurostat sind zwar konsistent, aber nicht ohne weiteres vergleichbar, denn die Länder unterscheiden sich im Hinblick auf die Energiebesteuerung, die Energiemarktregulierung, die Wettbewerbsintensität und die Erzeugungsstrukturen. Die Interpretation von internationalen Energiepreisen wird auch durch die begrenzte Vergleichbarkeit verschiedener Abnahmefälle beziehungsweise Verbrauchertypen erschwert. Hier spielen beispielsweise die heterogenen Industrieverbrauchsstrukturen sowie Strukturunterschiede bei „Gewerbe, Handel, Dienstleistungen“ eine Rolle. Auch bei Privathaushalten sind die Durchschnittspreise wesentlich durch unterschiedliche Bestandteile getrieben, die die Vergleichbarkeit beeinflussen.

EEG-Vergütungen und der Merit-Order Effekt

193. Die EEG-Vergütungen sind zuletzt deutlich gestiegen. Dies hat Auswirkungen auf die EEG-Umlage. Der im Eckpunktepapier der Bundesregierung zur Energiewende formulierte Maximalwert der EEG-Umlage von 3,5 ct/kWh wird

in den nächsten Jahren deutlich überschritten. Vor allem der rasante Ausbau der Photovoltaikkapazitäten hat in den letzten Jahren zu diesem massiven Anstieg beigetragen. Handlungsbedarf ergibt sich dadurch in verschiedenen Bereichen. So sollte eine integrierte Sichtweise auf den Ausbau der erneuerbaren Energien und den induzierten Ausbau von Netzen sowie Speichern entwickelt werden. Dadurch können Anreize zu einem sinnvollen Ausbau geschaffen werden. Auch der Zubaukorridor im Bereich der Photovoltaik sollte stärker beachtet werden, um den Ausbau mittelfristig zu verstetigen.

Die Quantifizierung des **Merit-Order Effekts** durch den Ausbau der erneuerbaren Energien beruht auf Modellen und hängt entsprechend vom gewählten Modellansatz, den getroffenen Annahmen und dem empirisch zugrunde gelegten Zeitraum ab. Damit sind die entsprechenden Angaben mit erheblichen Unsicherheiten verbunden. Dies gilt erst recht für den langfristigen Merit-Order Effekt sowie die damit zusammenhängenden Auswirkungen, wie Investitionsanreize für steuerbare Kraftwerke.

Entlastungsregelungen für die energieintensive Industrie

194. Die Entlastungsregelungen für die Industrie sind ein weiterer Einflussfaktor auf die Energiepreise. Ein grundlegendes Problem solcher Regelungen neben ihrer fallweisen Notwendigkeit sind die Verzerrungswirkungen an der Schnittstelle zwischen den begünstigten und den nicht-begünstigten Endabnehmern. Während die begünstigten Unternehmen weniger Anreize zur Optimierung ihres Elektrizitätsbezugs haben und eventuell sogar den Elektrizitätsbezug steigern, um in den Genuss der Begünstigungen zu gelangen, haben die nicht-begünstigten Unternehmen damit begonnen, den damit verbundenen Wettbewerbsnachteilen gegenüber ihren inländischen Konkurrenten zu entgegenen.

195. Aus Sicht der Expertenkommission sollten die Ausnahmeregelungen deutlich sorgfältiger begründet werden. Dabei ist darzustellen, ob die betroffenen Industrien die Bedingungen erfüllen, unter denen die Ausnahmeregelungen gesamtwirtschaftlich sinnvoll sind. Zentrale Frage ist, in wieweit energiepolitische Maßnahmen tatsächlich zur Abwanderung von Unternehmen und den von ihnen ausgehenden Emissionen ins Ausland führen (Leakage). Hierbei ist zu beachten, dass neben den Energiekosten viele andere Aspekte für die internationale Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen relevant

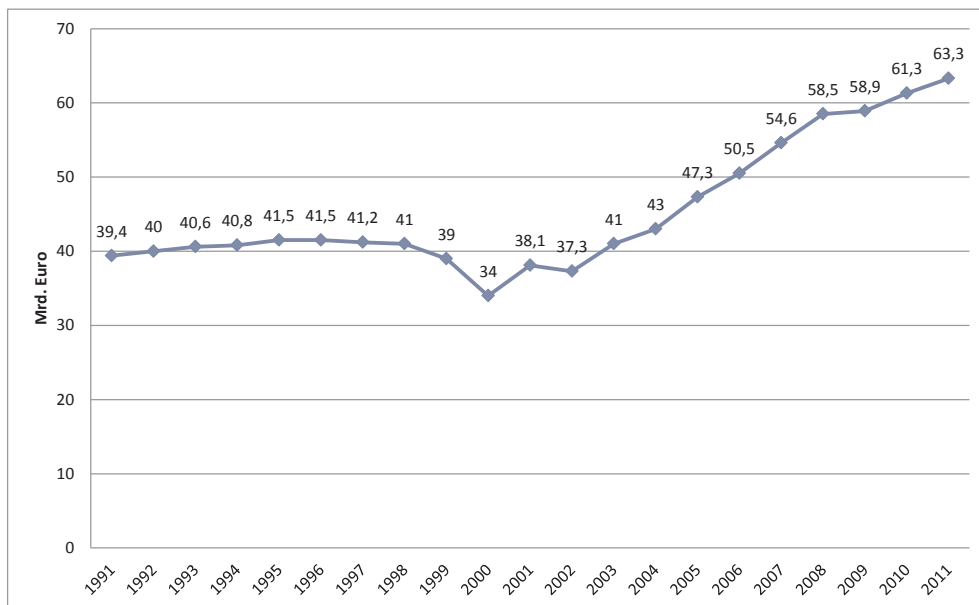
sind, etwa Marktnähe, Produktivität, Arbeitskosten, Verfügbarkeit qualifizierter Arbeitskräfte, Steuern, Regulierung, Gläubigerschutz, öffentliche Infrastruktur, Rechtssicherheit, politische Stabilität etc. Oberflächlich sind insbesondere Wirtschaftszweige betroffen, die in intensivem internationalen Wettbewerb stehen. Hier ist aber stärker darauf abzustellen, ob diese Sektoren tatsächlich nicht in der Lage sind, energiebedingte Kostensteigerungen weiterzugeben. Dazu sollte erstens dargelegt werden, unter welchen Voraussetzungen durch Ausnahmeregelungen gesamtwirtschaftliche Vorteile entstehen. Zweitens muss geprüft werden, ob diese Voraussetzungen bei den begünstigten Sektoren und insbesondere den begünstigten Unternehmen erfüllt sind. Bisher sind diese Beurteilungskriterien offenkundig noch nicht strikt angewendet worden.

7.3 Energiekostenbelastung am Beispiel der Elektrizitätsversorgung

196. Angesichts der Fülle von Preisindizes für verschiedene Energieträger und Kundengruppen im Monitoring-Bericht kann die generelle Energiekostenbelastung kaum eingeschätzt werden. Wir schlagen deshalb vor, die Belastung der Energieversorgung an Hand gesamtwirtschaftlich aggregierter Indikatoren zu beurteilen. Dies soll am Beispiel der Elektrizitätsversorgung im Folgenden dargestellt werden.

197. Die Gesamtausgaben für Elektrizität der Letztverbraucher werden vom Statistischen Bundesamt erhoben. Diese beruhen auf der Statistik „Erhebung über Stromabsatz und Erlöse der Elektrizitätsversorgungsunternehmen sowie der Stromhändler“. Bei der Statistik handelt es sich um eine Primärerhebung, d.h. eine Totalerhebung unter „allen Unternehmen und Betrieben der Elektrizitätsversorgung.“ [Destatis, 2012f] Die Erhebungen umfassen allerdings nicht die Ausgaben für die Eigenerzeugung von Elektrizität (z.B. Blockheizkraftwerke oder die industriellen Stromerzeugungsanlagen). Der Anteil der Eigenerzeugung in Industriekraftwerken am gesamten Stromverbrauch – soweit statistisch erfasst – lag nach Einschätzung der Expertenkommission zwischen den Jahren 1991 und 2011 relativ konstant bei ca. 10 %. Dieser Anteil und die dazugehörigen Ausgaben für Elektrizität werden in den folgenden Ausführungen vernachlässigt, sollten jedoch in kommenden Berichten berücksichtigt werden (vgl. Kapitel 6).

Abb. 7-1: Entwicklung der aggregierten Letztverbraucherausgaben für Elektrizität von 1991 bis 2011



Quellen: Erlöse aus dem Stromabsatz gemäß [Destatis, 2012g] abzüglich Steuervergünstigungen aus nachträglichen Entlastungsverfahren (§10 und ab dem Jahr 2011 §9 StromStG) gemäß [BMF, 2012a]. (Eigene Darstellung)

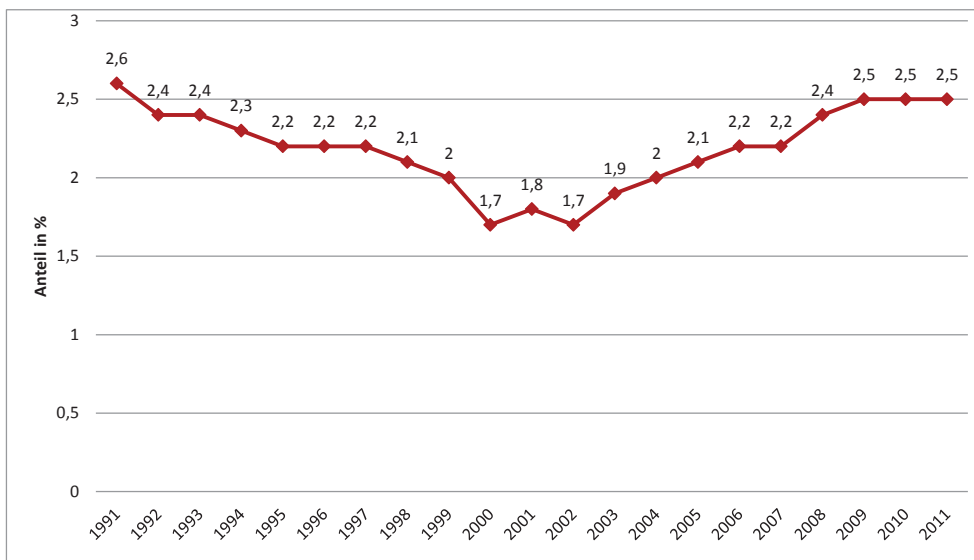
198. Der vom Statistischen Bundesamt ermittelte Verlauf der Gesamterlöse aus dem Absatz von Elektrizität an Letztverbraucher ist für die Jahre 1991 bis 2011 in Abb. 7-1 dargestellt. Die Erlöse beinhalten neben den Arbeits- sowie Leistungs- und Verrechnungsentgelten auch Netznutzungsentgelte sowie Steuern und Abgaben (Stromsteuern, Konzessionsabgaben, EEG Umlage usw.) aber keine Mehrwertsteuer¹³. Den Verlauf der Gesamtausgaben kann man grundsätzlich in 3 Perioden unterteilen: (1) In der Periode von 1991 bis 1998 verharren die aggregierten Ausgaben relativ stabil auf einem Niveau von ca.

¹³ Die Erlöse des Stromabsatzes des Statistischen Bundesamtes 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, 2012a] dokumentiert und wurde von den Erlösangaben des Statistischen Bundesamtes abgezogen.

39 bis 41 Mrd. Euro. (2) Mit der Strommarktliberalisierung im Jahr 1998 sinken sie vorübergehend bis auf ein Minimum von 34 Mrd. Euro im Jahr 2000. (3) Nach der kurzen Phase fallender Ausgaben liegen diese bereits im Jahr 2003 wieder auf dem Niveau von 1998 und steigen in der Folge kontinuierlich. Im Jahr 2011 erreichen sie schließlich einen Rekordwert von 63,6 Mrd. Euro.

199. Wie ist dies im Sinne einer Belastung der Volkswirtschaft einzuordnen? Dazu kann der Anteil der Elektrizitätsausgaben gemessen am nominalen Bruttoinlandsprodukt herangezogen werden. Dieser bewegt sich im gesamten Zeitraum deutlich unterhalb der Drei-Prozent-Marke (vgl. Abb. 7-2). Beginnend im Jahr 1991 sinkt der Anteil der Ausgaben für Elektrizität kontinuierlich von 2,6 % auf ein Minimum von 1,7 % im Jahr 2000. Von da an steigen die Ausgaben im Durchschnitt überproportional zum BIP. Der Anteil der Elektrizitätsausgaben liegt im Jahr 2011 wieder fast auf dem Niveau von 1991 (2,5 %).

Abb. 7-2: Anteil der aggregierten Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am Bruttoinlandsprodukt in den Jahren 1991 bis 2011



Quellen: [Destatis, 2012g], [Destatis, 2012h] (Eigene Darstellung)

200. Vor dem Hintergrund dieser Betrachtung kommt die Expertenkommission zur Einschätzung, dass sich der Anstieg der Preise für Elektrizität in der aggregierten Sichtweise für den Zeitraum bis einschließlich 2011 nicht so dramatisch zeigt, wie in der Öffentlichkeit oft dargestellt.

201. Diese Aussage sollte jedoch nicht zur Sorglosigkeit verleiten. Betrachtet man die einzelnen Komponenten der Gesamtausgaben, so zeichnen sich heute schon die zu erwartenden Ausgabensteigerungen ab. Tab. 7-1 zeigt die Kernbestandteile der aggregierten Ausgaben für Elektrizität des Jahrs 2011. Im Wesentlichen kann man zwischen drei Kategorien der Ausgaben unterscheiden:

- Staatlich induzierte Elemente (Steuern, Abgaben und Umlagen)
- Staatlich regulierte Elemente (Netzentgelte)
- Marktgetriebene Elemente (Erzeugung und Vertrieb)

202. Zu den direkt staatlich induzierten Elementen gehören die Stromsteuer, die Konzessionsabgabe, der KWK-Aufschlag und die EEG-Umlage (EEG-Differenzkosten). Der relative Anteil dieser staatlich induzierten Ausgabenelemente liegt im Jahr 2011 bereits bei knapp 35 %, wobei hier der Löwenanteil den EEG-Umlagen zuzuschreiben ist. Nach der Prognose der Übertragungsnetzbetreiber vom 15.10.2012 ist bis 2013 mit einem Anstieg der EEG-Vergütungen auf 20 Mrd. Euro zu rechnen. Mit der Ausweitung der KWK-Förderung durch die KWKG-Novelle 2012 ist perspektivisch zwar mit einem Anstieg der KWK-Umlage zu rechnen, jedoch ist die maximale jährliche Förder-summe auf 750 Mio. Euro pro Jahr gedeckelt. Die im Jahr 2012 erstmals erhobene Umlage nach § 19 Abs. 2 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) stellt eine reine Umverteilung dar und erhöht die aggregierten Ausgaben nicht. Demnach ist diese Umlage in der hier vorgeschlagenen Systematik der Berechnungsgrundlage irrelevant. Schließlich wird ab dem Jahr 2013 eine Offshore-Haftungsumlage in Höhe von maximal 750 Mio. Euro erhoben.

203. Die Netznutzungsentgelte der Verteilnetze lagen im Jahr 2011 laut Angaben der BNetzA bei 15 Mrd. Euro, die Entgelte für die Übertragungsnetze hingegen bei 2,2 Mrd. Euro. Seit Einführung der Regulierung im Jahr 2006 sind die Netzentgelte stetig gesunken. Dies dürfte jedoch eine vorübergehende Phase gewesen sein, die im Übrigen auch von Sondereffekten geprägt war. Bereits im Jahr 2012 wurden die Erlösobergrenzen der Übertragungsnetzbetreiber um 16,7 % und die der Verteilnetzbetreiber um knapp 8,9 % erhöht [BNetzA/BKartA, 2012]. Auch für das Jahr 2013 haben die Netzbetreiber die Entgelte flächendeckend erhöht. Weitere Erhöhungen der Entgelte ergeben sich perspektivisch z.B. durch Vergütungen für abschaltbare Lasten, steigende

Kosten aus der Zahlung vermiedener Netzentgelte, der flächendeckenden Markteinführung von intelligenten Zählern sowie dem notwendigen Um- und Ausbau der Netzinfrastruktur insgesamt.

Tab. 7-1: Aggregierte Ausgaben der Elektrizitätsversorgung nach Bestandteilen im Jahr 2011

	Mrd. Euro	Anteil %	Anmerkungen
Gesamtausgaben	63,6	100,0	[1]
Staatlich induzierte Elemente	22,0	34,5	
Davon			
Stromsteuern	7,2	11,4	[2]
Konzessionsabgaben	2,2	3,4	[3]
EEG-Umlage (EEG-Differenzkosten)	12,3	19,4	[4]
KWK-G	0,2	0,3	[5]
Staatlich regulierte Elemente	17,6	27,7	
Davon			
Netzentgelte Übertragungsnetz	2,2	3,5	[6]
Netzentgelte Verteilnetz	15,4	24,2	
Marktgetriebene Elemente	24,0	37,8	
Davon			
Marktwert EEG-Strom	4,4	6,9	[7]
Erzeugung und Vertrieb	19,6	30,9	[8]

Quellen: [1] [Destatis, 2012g] abzüglich Steuervergünstigungen aus nachträglichen Entlastungsverfahren gemäß [BMF, 2012a], [2] [Destatis, 2012i], [3] Schätzung auf Basis [Destatis, 2012j] und [Destatis, 2012k], [4] [BMU, 2012c], [5] [ÜNB, 2012b], [6] [BNetzA, 2012e], [7] [ÜNB, 2011], [8] Residuum. (Eigene Berechnungen)

204. Ein immer kleiner werdender, aber dennoch wichtiger Posten der Gesamtausgaben, wird durch das Geschehen an den Strommärkten bestimmt. Gemessen an den aggregierten Ausgaben liegt der Anteil des freien Marktgeschehens im Jahr 2011 bei nur etwa 37,8 %. Dieser Posten ist nochmals zu unterteilen in die Vermarktungserlöse des EEG-Stroms und die Erlöse, die durch den Vertrieb von Strom und insbesondere durch die Erzeugung in konventionellen Kraftwerken erwirtschaftet werden. Die Entwicklung der Vermarktungserlöse des EEG-Stroms und die Entwicklung der EEG-Umlage sind unmittelbar mit den Entwicklungen der Strompreise verknüpft. Bei hohen

Strompreisen steigen auch die spezifischen und absoluten Vermarktungserlöse des EEG-Stroms und die EEG-Umlage sinkt entsprechend. Infolge dieser Arithmetik und einer Betrachtung der Ausgaben im Aggregat ist es daher unerheblich, ob die Vermarktungserlöse des EEG-Stroms hoch oder niedrig sind. Im Ergebnis führt das lediglich zu einer Verschiebung innerhalb der Positionen, die Ausgaben werden im Aggregat jedoch nicht gemindert. 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. Darüber hinaus bestehen beim aktuellen Strompreisniveau kaum Anreize in neue Kraftwerke zu investieren. Somit ist davon auszugehen, dass das Strompreisniveau entweder durch weitere Subventionstatbestände oder marktendogene Entwicklungen aus Knappheitssituationen steigen wird.

205. Es ist wahrscheinlich, dass die aggregierten Elektrizitätsausgaben in den kommenden Jahren weiter überproportional zum nominalen Bruttoinlandsprodukt steigen werden. Dafür ist längst nicht nur der weitere Ausbau der erneuerbaren Erzeugungskapazitäten verantwortlich. Künftig könnten sich der Ausbau von Netzen und Speichern sowie die Ausgaben für die Marktintegration (z.B. Zahlungen im Rahmen von Kapazitätsmechanismen) zu weiteren Kostentreibern der Elektrizitätsversorgung entwickeln. Ein Großteil der zukünftigen Ausgaben ist aber heute schon determiniert und kann nicht mehr beeinflusst werden.

206. Zwar verspricht der Umbau der Elektrizitätsversorgung in langfristiger Perspektive eine gesamtwirtschaftlich kostenattraktive Elektrizitätsversorgung, doch wenn dies mit einem vorerst weiter überproportionalen Anstieg der Endverbraucher Ausgaben für Elektrizität verbunden ist, ist mit einer Verschärfung von Verteilungskonflikten zu rechnen. Dies kann sowohl zu politischem Widerstand gegen die ambitionierte Ausgestaltung der Energiewende führen als auch zu Ausweichreaktionen der Endverbraucher.

207. Zu den Ausweichreaktionen gehören die gewollte Verbesserung der Nutzungseffizienz, aber auch die Einstellung stromintensiver Prozesse und eine vermehrte Eigenerzeugung. Die Eigenstromerzeugung beziehungsweise -nutzung ist eine wirksame Strategie zur Vermeidung von Stromkostenbelas-

tungen, die mit steigenden Elektrizitätspreisen zunehmend an Attraktivität gewinnt. Wenn nämlich einmal eine Eigenversorgung aus Solaranlagen, Wärmepumpen, Notstrom- und KWK-Anlagen, Energiespeichern etc. installiert ist, bleiben die individuellen Strombezugskosten auf absehbare Zeit gedeckelt.

208. Mit den genannten Ausweichreaktionen sinken die aggregierten Elektrizitätskosten zunächst nicht. Sie verteilen sich dann allerdings auf eine geringere Stromabsatzmenge. Mit anderen Worten: viele Stromverbraucher müssen mit weiter steigenden Elektrizitätskosten rechnen, was den Trend zu Ausweichreaktionen verstärken dürfte. Dabei ist zu bedenken, dass solch ein Trend wegen der selbstverstärkenden Effekte dann unter Umständen kaum noch politisch zu stoppen wäre. Im Extremfall könnte eine Situation eintreten, in der die aktuell geplanten Investitionen in die öffentliche Elektrizitätsversorgung – Offshore-Kraftwerke, Übertragungs- und Verteilnetze, Backup-Kapazitäten und Stromspeicher – auf keine entsprechende Elektrizitätsnachfrage stoßen und damit am künftigen Bedarf vorbei errichtet werden. Da solche zunächst noch latenten Entwicklungen Auswirkungen auf die Kosten der öffentlichen Elektrizitätsversorgung haben, sollten sie künftig mit den Monitoring-Berichten beobachtet werden.

8 Gesamtwirtschaftliche Effekte

Das Wichtigste in Kürze

Unzweifelhaft ist die Energiewende ein gesamtwirtschaftlich herausforderndes Projekt für den umweltfreundlichen Umbau der Energieversorgung eines Industrielandes. Um die mit der Energiewende verbundenen gesamtwirtschaftlichen Effekte zu analysieren, wird ein Analysekonzept benötigt. Dafür stehen grundsätzlich ökonomische Modelle zur Verfügung, die den Status-quo mit kontrafaktischen Szenarien vergleichen.

Für den ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung werden verabredungsgemäß keine Modelle eingesetzt. Daraus folgt ein eklektisches Vorgehen zur Beurteilung der gesamtwirtschaftlichen Effekte. Die Expertenkommission schlägt dazu drei Analyseebenen vor: die Ebene der volkswirtschaftlichen Aggregate, z.B. Arbeitsplätze, Investitionen und Preisniveau, die Ebene der ökonomischen Effizienz bei der Energiebereitstellung und -nutzung unter Berücksichtigung der externen Kosten sowie die Ebene der gesamtwirtschaftlichen Dynamik mit Pfadabhängigkeiten.

Im Kontext der ersten Ebene handelt es sich bei der Energiewende um ein langfristig angelegtes Investitionsprogramm, welches sich von einem kurzfristigen Konjunkturprogramm unterscheidet. Bezüglich der zweiten Ebene kann man von einer volkswirtschaftlich effizienten Energiepolitik schon deshalb nicht sprechen, weil neben dem Postulat der ökonomischen Effizienz weitere Entscheidungsdimensionen eine Rolle spielen. Die dritte Ebene der Pfadabhängigkeiten lässt erkennen, dass die deutsche Volkswirtschaft auf einen ökologischen Entwicklungspfad eingeschwenkt ist.

209. Mit der Energiewende ist eine grundlegende Umgestaltung sowohl der Energieversorgung als auch der Energienutzung verbunden. In einem hochentwickelten Land wie Deutschland durchdringt die Energieversorgung fast alle Bereiche der Volkswirtschaft und des öffentlichen Lebens. Daher sind spürbare volkswirtschaftliche Auswirkungen der Energiewende zu erwarten.

210. Die Analyse der gesamtwirtschaftlichen Effekte der Energiewende erfordert ein fundiertes Konzept, welches im ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung noch nicht erkennbar ist. Angesichts der Herausforderungen

eines solchen Unterfangens ist dies durchaus verständlich. Stattdessen stellt der Monitoring-Bericht eine Reihe mehr oder weniger volkswirtschaftlich interessanter Einzelaspekte dar.

211. Zur Strukturierung der Aussagen des Monitoring-Berichtes können aus Sicht der Expertenkommission drei Ebenen unterschieden werden. Diese drei Ebenen sind:

- Ebene volkswirtschaftlicher Aggregate wie Wirtschaftswachstum, Investitionen, Arbeitsplätze, Zahlungsbilanz, Preisniveau, Staatshaushalt
- Ebene der gesellschaftlichen Wohlfahrt unter Einschluss der externen Effekte
- Ebene der gesamtwirtschaftlichen Dynamik mit Innovationen und Pfadabhängigkeiten

212. Vor dem Hintergrund der Komplexität der volkswirtschaftlichen Verflechtungen gibt es praktisch keine einzelwirtschaftliche Entwicklung, die nicht gleichzeitig auch entgegengesetzte Auswirkungen auf volkswirtschaftliche Aggregate hat. Beispielhaft seien hier die Beschäftigungseffekte in den „grünen“ Sektoren durch die Energiewende genannt, denen gleichzeitig Beschäftigungsrückgänge in anderen Sektoren gegenüberstehen, oder die „schöpferische Zerstörung“ von Innovationen. Um von partialen Betrachtungen zu gesamtwirtschaftlichen Effekten zu gelangen, muss die volkswirtschaftliche Analyse Anpassungsreaktionen, Rückwirkungen und verstärkende Effekte in vor- und nachgelagerten Märkten im In- und Ausland berücksichtigen. Im Endeffekt kommt es auf die **Identifizierung von Nettoeffekten**, verglichen mit einer kontrafaktischen Situation, an.

213. Die Zusammenführung der verschiedenen Dimensionen zu einer Netobetachtung ist allerdings nicht ohne **modellbasierte Berechnungen** möglich. Es wären also volkswirtschaftliche Modelle einzusetzen. Solche Modelle gibt es in beträchtlicher Zahl. Sie sind aber komplex und daher schwer kommunizierbar. Außerdem sind die Ergebnisse von den unterstellten Wirkungszusammenhängen und exogenen Annahmen abhängig und daher oftmals nicht eindeutig. Die Methodenvielfalt führt zur Angreifbarkeit der Ergebnisse. Ohne die begründete Festlegung auf einen bestimmten volkswirtschaftlichen Modelltyp können die Nettoeffekte daher nur qualitativ diskutiert werden.

8.1 Volkswirtschaftliche Aggregate

214. Wie der Monitoring-Bericht ausführt, ist die Energiewende ein kontinuierlicher Prozess, der Auswirkungen auf die volkswirtschaftlichen Aggregate Wirtschaftswachstum, Investitionen, Arbeitsplätze, Zahlungsbilanz, Preisniveau, Staatshaushalt hat. Bei Vorliegen entsprechender Arbeitsmarktreserven mit geeignet qualifizierten Bewerberinnen und Bewerbern ist beispielsweise ein entsprechendes Beschäftigungswachstum verbunden. Wie bei jedem Konjunkturprogramm müssen aber die Auswirkungen betrachtet werden, wenn die politischen Impulse beendet sind. Eine volkswirtschaftliche Analyse der Investitions- und Beschäftigungswirkungen der Energiewende müsste daher die Nachhaltigkeit der ausgelösten Einflüsse auf die volkswirtschaftlichen Aggregate berücksichtigen.

215. In Bezug auf die Beschäftigungseffekte der Energiewende macht der Monitoring-Bericht deutlich, dass eine genaue Bezifferung nur durch modellbasierte Simulationen möglich ist, etwa durch die Analyse von Input-Output Daten. Unabhängig davon sind die dargestellten Brutto-Beschäftigungseffekte schlechte Indikatoren, weil es auf die Nettoeffekte ankommt. Wenn eine effiziente Energieversorgung Wachstum fördert, dann wird dies einen positiven Nettoeffekt auf die Beschäftigung haben. Im Gegenzug kann eine hohe Beschäftigung allein auch auf Ineffizienzen in energierelevanten Branchen hinweisen.

8.2 Gesellschaftliche Wohlfahrtsmaximierung

216. Daraus ergeben sich zentrale Aspekte mit gesamtwirtschaftlicher Bedeutung: Die direkten Kosten der Energiewende für Haushalte und Unternehmen, die Effekte auf die vor- und nachgelagerten Märkte, die Vermeidung von externen Kosten durch eine umweltverträglichere Energieversorgung, die Generierung von Innovationen und Produktivitätssteigerungen, welche zu Veränderungen im Wachstumspotential der Gesamtwirtschaft führen.

217. Indikatoren für die Kostenentwicklung der Energiewende setzen sich im Monitoring-Bericht aus verschiedenen Komponenten zusammen. All diese Betrachtungen bleiben jedoch sektoral beziehungsweise partial in dem Sinne,

dass Anpassungen in anderen Sektoren nicht berücksichtigt werden. Eine makroökonomische Bewertung ist damit nicht möglich.

218. Auch der gesamtwirtschaftliche Nutzen der Energiewende ist durch eine Vielzahl von Komponenten charakterisiert. Dabei ist die Vermeidung von Energieimporten als Nutzenindikator im Monitoring-Bericht kritisch zu diskutieren (vgl. Kapitel 6.4). Die Vermeidung externer Kosten ist ein zentraler Nutzenaspekt der Energiewende. Quantifizieren lassen sich die externen Kosten mangels eindeutiger Marktpreise, beispielsweise für Schadstoffemissionen oder nukleare Abfälle, jedoch kaum – zumindest nicht mit einem breiten Konsens. Der Monitoring-Bericht beschreibt dieses Problem richtigerweise recht ausführlich. In der aktuellen Situation mit klaren politischen Zielen, aber verschiedenen sich teilweise überlappenden Instrumenten zur Internalisierung externer Kosten (Emissionshandel, Energiesteuern, Kraftstoffsteuern), ist eine Quantifizierung der externen Klimakosten weder möglich noch notwendig, und auch nicht zielführend. Das Treibhausgasziel ist politisch legitimiert und durch Wissenschaft und Forschung bestätigt. Dieses berücksichtigt die gesamtgesellschaftliche Bedeutung des Klimaschutzes angemessen. Sofern die Entwicklungspfade entlang dieser Zielsetzungen erreicht werden, kann dies in einem Monitoring als eine angemessene Berücksichtigung der diesbezüglichen externen Kosten gewertet werden. Wichtiger ist vielleicht die Frage, ob weitere externe Effekte noch nicht die Aufmerksamkeit erfahren, die Ihnen zusteht, beispielsweise andere Luftschadstoffe oder die Probleme bei der Kühlwassernutzung von Kraftwerken.

219. Um die gesellschaftliche Wohlfahrt zu maximieren, sind alle Entscheidungen im Bereich der Energiepolitik unter dem Gesichtspunkt der Effizienz zu treffen. Dabei sind die externen Kosten zu berücksichtigen. Die generelle Effizienz der Energieversorgung kann unter anderem durch Indikatoren zur Wettbewerbsintensität, zur Ausübung von Marktmacht, zur Auflösung von Informationsasymmetrien zwischen Anbietern und Nachfragern beziehungsweise Anbietern und Regulierer und zur korrekten und einheitlichen Bepreisung oder regulatorischen Internalisierung von externen Effekten abgebildet werden. Es ist auch zu fragen, ob die beschlossenen Maßnahmen die entsprechenden Ziele zu geringstmöglichen Kosten erreichen. So zeigt sich im Bereich der Klimapolitik, dass dies häufig nicht der Fall ist. Einzelne Maßnahmen sind mit impliziten CO₂-Vermeidungskosten in dreistelliger Höhe pro Tonne CO₂ ver-

bunden. Allerdings liegen gleichzeitig Einsparpotentiale vor, die einen Klimaschutzbeitrag zu geringen Zusatzkosten versprechen würden. Künftige Monitoring-Berichte sollten genaue Analysen der Ursachen dieser Effizienzdefizite vorlegen, beziehungsweise begründen, warum diese Maßnahmen trotzdem ergriffen wurden. Werden volkswirtschaftliche Ineffizienzen beseitigt, sinken nicht nur die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung, sondern auch die betriebswirtschaftlichen Kosten und somit die gesamte Energiekostenbelastung.

Weiterhin können regulatorische Ineffizienzen und schlecht ausgestaltete energiepolitische Maßnahmen, innerhalb wie außerhalb der Energiewende, Gründe für eine ineffiziente Energiebereitstellung sein. Aber auch Politikversagen kann die Kosten nach oben treiben. Ein plastisches Beispiel für möglicherweise verzerrte Investitionsanreize kann die derzeitige Diskussion über Kapazitätsmärkte sein. Von Seiten des Regulierers wird in Aussicht gestellt, dass zukünftig Stromerzeuger für Investitionen in Erzeugungskapazitäten entlohnt werden sollen, um Engpässe zu vermeiden. Allein schon die Ankündigung einer zukünftigen Subvention hat bereits das Potential, die heute ohnehin erkennbare Investitionszurückhaltung zu verstärken. Die Warnung vor Kapazitätsengpässen aus der Politik kann somit zur selbsterfüllenden Prophezeiung werden. Solche Anreizstrukturen drohen bei der Vielfalt der Aufgaben der Energiepolitik, welche die Energiewende mit sich bringt, in Vergessenheit zu geraten. Der vermeintliche Handlungsdruck darf nicht zu regulatorischen Kompromissen verleiten.

220. Schon vor den Beschlüssen zur Energiewende war die Energiepolitik in Deutschland selten am Kriterium der Effizienz orientiert. Dies hätte nämlich bedeutet, dass alle Maßnahmen an ihren spezifischen Kosten zur Verringerung von Treibhausgasen hätten gemessen werden müssen, wobei die Kernenergie als eine zwar klimafreundliche, doch politisch ausgeschlossene Option nicht in Frage kommt. Dieses Postulat erscheint derzeit politisch unrealisierbar. Vielmehr entsteht der Eindruck, dass die Effizienz der Energiewende als Ganzes hinter der Propagierung plakativer Unterziele zurückstehen muss.

Das kann am Beispiel der **Investitionen** erläutert werden. Der Monitoring-Bericht rechnet „zusätzliche Investitionen“ zu den Vorteilen der Energiewende. Allerdings sind „zusätzliche Investitionen“ nicht notwendigerweise wohl-

fahrtssteigernd. Fehlgeleitete Investitionen vernichten Kapital, welches nutzenbringender in anderen Bereichen angelegt oder konsumiert werden könnte.

8.3 Wachstumseffekte und Pfadabhängigkeiten

221. Die Energieversorgung ist kapitalintensiv und von besonders langen Planungshorizonten geprägt. Die Investitionen in Kraftwerke und Netze aus den 1960er und 1970er Jahren prägen die Struktur der Energieversorgung noch heute. Solch eine langfristige Wirkung, welche wiederum zukünftige Entscheidungen beeinflusst, wird als **Pfadabhängigkeit** bezeichnet. Diese Pfadabhängigkeit spiegelt sich auch in der Entwicklung von Technologien. Bereits entwickelte Technologien mit großem Anwendungsbereich verfügen über größere Ressourcen zugunsten von Forschung und Entwicklung, mehr Investitionen und politisches Lobbying als neue, bisher noch nicht verbreitete Technologien.

222. Aufgrund der Pfadabhängigkeiten bei Investitionen und Technologieentwicklung kann es geboten sein, politische Anreize für den Wechsel zu einem grüneren Entwicklungspfad zu setzen. Das gilt insbesondere in Situationen, wenn umfangreiche Modernisierungen der Energieversorgungsinfrastruktur ohnehin notwendig sind. Es kommt also auch auf den Zeitpunkt an, denn die Markteintrittschancen neuer Technologien sind über die Zeit nicht gleichverteilt (Window of Opportunity).

223. Seit der Energiemarktliberalisierung besteht die Tendenz zu Eingriffen der Ordnungsgeber in Entscheidungen von Privaten. Diese Tendenz ist wegen des fehlenden Detailwissens über die komplexen Zusammenhänge problematisch. Besonders schwierig wird es bei Eingriffen in Entwicklungen, die stark durch Innovationen geprägt werden, weil die mit Innovationen verbundenen Änderungsgeschwindigkeiten die politischen Zeitskalen überschreiten. Dies wurde zuletzt am Beispiel der Regulierung im Bereich der Photovoltaik sichtbar.

224. Die Pfadabhängigkeit im Bereich der Forschung und Entwicklung bringt die Gefahr mit sich, dass einmal getroffene Entscheidungen die zukünftigen Entwicklungsmöglichkeiten einengen und potentiell sinnvolle Innovationen sich nicht mehr durchsetzen können. Dank des EEG konnten die erneuerbaren Energietechnologien in den letzten zwanzig Jahren ihre Marktanteile kräftig

erweitern. Damit soll eine Dynamik angestoßen werden, die wiederum private Forschungsinvestitionen nach sich zieht und eine sich selbst tragende Entwicklung einleitet. Ohne die staatlichen Hilfen hätten diese Technologien trotz der höheren Kostenreduktionspotentiale kaum einen erfolgreichen Innovationswettbewerb mit den konventionellen Energieerzeugungstechnologien erreichen können. Die langfristigen Kosten der Erreichung von klimapolitischen Zielen wären in diesem Fall unnötig hoch. Diese Pfadabhängigkeit rechtfertigt eine Förderung etwa von Forschung und Entwicklung im Bereich der erneuerbaren Energien.

225. Patentanmeldungen für saubere Energietechnologien zeigen seit den 1990er Jahren die gestiegene Bedeutung der Umweltprobleme und der Umweltpolitik für die Innovationsdynamik. Darauf weist der erste Monitoring-Bericht der Bundesregierung hin. Die Expertenkommission gibt aber 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 und inwieweit grüne Technologien auch wirklich adaptiert wurden. Ob sich Deutschland somit auf den Weg zu einem grüneren Wachstumspfad begibt, kann aus diesen Informationen alleine nicht abgeschätzt werden.

226. Staatliche Forschungsförderung ist grundsätzlich volkswirtschaftlich sinnvoll, da der Gesellschaft durch Innovationen meist ein größerer Nutzen entsteht als die Gewinne, die ein forschendes Unternehmen für sich in der Bilanz verbuchen kann. Ohne staatliche Unterstützung wird folglich zu wenig geforscht. Insbesondere am Beginn von Innovationsketten, bei denen erst später verwertbare Produkte entstehen, ist mit zu geringer privater Forschungsleistung zu rechnen. Grüne Innovationen tragen zudem dazu bei, umweltbezogene externe Kosten 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. Auch bleibt unklar, ob entsprechende Mittel an anderer Stelle gekürzt wurden und somit nur eine Umverteilung der Forschungsförderung stattgefunden hat.

227. Andererseits ist gerade die Kernenergie ein Beispiel dafür, dass die staatliche Forschungsförderung gelegentlich auf wenig erfolgreiche Technolo-

gien setzt. So wurden staatliche Forschungsbeträge in Milliardenhöhe in die Entwicklung des Hochtemperaturreaktors und des Schnellen Brüters gesteckt, während der am Markt erfolgreiche Leichtwasserreaktor vergleichsweise bescheidene öffentliche Forschungsgelder erhalten hatte.

228. Unzweifelhaft ist die Energiewende ein gesamtwirtschaftlich herausforderndes Projekt für den umweltfreundlichen Umbau der Energieversorgung eines Industrielandes. Das deutsche Konzept erscheint weltweit in der Zielsetzung einmalig. Der Umbau des Energiesystems verspricht Deutschland auf einen grünen Wachstumspfad zu führen. Doch ist dieses Projekt mit wirtschaftlichen Risiken verbunden und verursacht vorerst zusätzliche Kosten. Umso wichtiger ist es, dass die gewünschten Veränderungen effizient durchgeführt und ausgestaltet werden. Nur so können die langfristigen Chancen der Energiewende sich voll entfalten.

9 Koordination der deutschen und europäischen Klima- und Energiepolitik

Das Wichtigste in Kürze

Die Transformation des Energiesystems in Deutschland ist eng mit der europäischen Klimaschutzpolitik verbunden. Das europäische Emissionshandelssystem und das sogenannte Effort Sharing mit nationalen Zielvorgaben bilden einen übergeordneten Rahmen. Bei der Verfolgung der nationalen Klimaschutzziele ist dieser Rahmen zu beachten und mögliche Interdependenzen sind zu prüfen.

Das EU-Emissionshandelssystem ist durch einen starken Preisverfall für Emissionsrechte gekennzeichnet, so dass Anreize für Emissionsreduktionen dadurch kaum noch gesetzt werden. Neben der Verfolgung nationaler Zielsetzungen ist daher das Augenmerk auch auf die Wiederherstellung der Funktionstüchtigkeit des Emissionshandels, insbesondere auch in längerer Perspektive, zu legen.

Neben der Klimapolitik gibt es auch europäische Interdependenzen der deutschen Energiewende in der Energiepolitik. Insbesondere der Kernenergieausstieg hat Auswirkungen auf die Elektrizitätsversorgung der Nachbarländer. Deswegen sollte das Monitoring auch beispielsweise die dargebotsunabhängige Erzeugung in den Nachbarländern sowie Loop-Flows erfassen.

9.1 Klimapolitik

229. Die Transformation des Energiesystems in Deutschland und anderen Ländern Europas ist eng mit der europäischen Gemeinschaftsebene verbunden. Im Folgenden werden die Entwicklung des europäischen Emissionshandelssystems [EU, 2009b] sowie des Effort Sharings [EU, 2009c] beschrieben, die die europäische Klimapolitik aufspannen. Beide sind für die Klimaschutzziele der Bundesregierung von erheblicher Bedeutung.

230. Bis zur Mitte des Jahrhunderts strebt die Europäische Union an, im Sinne des 2°-Ziels nach der Klimarahmenkonvention ihre Treibhausgasemissionen um 80-95 % gegenüber 1990 zu reduzieren. Eine konkrete Selbstverpflichtung besteht für das Jahr 2020 mit einer Minderung um mindestens 20 %.

Die Richtlinie zum Emissionshandel begrenzt die Treibhausgasemissionen für alle in Europa erfassten Anlagen der Energiewirtschaft, der emissionsintensiven Industrie sowie des Luftverkehrs auf maximal 1.720 Mio. t CO₂Äq im Jahr 2020. Dieses Ziel entspricht einer Reduktion um 21 % gegenüber dem Bezugsjahr 2005 und wird auf Gemeinschaftsebene verfolgt. Durch den grenzüberschreitenden Handel mit Emissionsberechtigungen, aber auch die Anrechnung internationaler Klimaschutzmaßnahmen, können sich somit Auswirkungen auf die Erreichbarkeit nationaler Ziele ergeben, die auch dem Energiekonzept der Bundesregierung mit Bezug auf den Koalitionsvertrag zugrunde gelegt wurden [CDU/CSU/FDP, 2009].

231. Der Emissionshandel setzt Anreize, die Emissionen mit den geringsten Vermeidungskosten zu vermindern. Durch den gesamteuropäischen Emissionsdeckel entsteht ein Preis für Emissionen. Marktteilnehmer mit im Vergleich zu den CO₂-Zertifikatepreisen höheren Vermeidungskosten werden folglich Emissionsberechtigungen kaufen, Marktteilnehmer mit niedrigeren Vermeidungskosten Emissionen einsparen und gegebenenfalls nicht benötigte Zertifikate verkaufen. So werden Emissionen automatisch zuerst in denjenigen Mitgliedsstaaten und Sektoren des Emissionshandelssystems reduziert, wo die niedrigsten Vermeidungskosten bestehen. Deshalb laufen nationalstaatliche Maßnahmen zur weitergehenden Reduktion von Emissionen in diesen Sektoren ins Leere, da die Gesamtmenge an Emissionen für die gesamte EU begrenzt ist.

232. Das Effort Sharing adressiert für die nicht dem Emissionshandel unterliegenden Bereiche nationale Minderungsziele¹⁴. Für Deutschland wurde eine Zielmarke von 14 % bis 2020 gegenüber dem Jahr 2005 vereinbart.

233. Vor diesem Hintergrund ist die Festlegung eines (Gesamt-)Reduktionsziels für Deutschland im Sinne der politischen Kommunikation zu interpretieren. Gleichzeitig ist die absolute Höhe des 40 %-Ziels aus Sicht der Experten-

¹⁴ Dabei werden in gewissem Umfang länderübergreifende Maßnahmen und Gutschriften aus internationalen Klimaschutzprojekten anerkannt, sowie ein Handel mit Emissionsberechtigungen zwischen EU-Mitgliedstaaten zugelassen.

kommission als starkes Signal zu verstehen, dass die Bundesregierung mehr für den Klimaschutz tun möchte als nach den europäischen Vereinbarungen erforderlich. Denn die Verpflichtungen des Effort Sharing und des europäischen Emissionshandelssystems (bei gleichmäßiger Verteilung) führen in der Summe dazu, dass Deutschland seine Treibhausgasemissionen im Vergleich zum Jahr 1990 bis 2020 nur um etwa 33% reduzieren muss.

234. Hier treten zwei Optionen in den Vordergrund: Zum einen eine einseitige Verschärfung der nationalen Ziele in den Sektoren außerhalb des Emissionshandels über das Niveau hinaus, das durch das europäische Effort Sharing vorgegeben wurde. Zum anderen eine Erhöhung des europäischen Treibhausgasminderungsziels von 20 % auf 30 %. Letzteres würde zu einer entsprechenden Anhebung der Vermeidungsziele im Emissionshandelssystem und im Effort Sharing für alle Mitgliedsstaaten führen. Dabei sollte dies nach Möglichkeit mit internationalen Vereinbarungen Hand in Hand gehen.

235. Die Zielsetzungen des Energiekonzeptes der Bundesregierung sind dazu geeignet, die angestrebten Treibhausgasreduktionen in Deutschland zu erzielen. Dies gilt auch für die damit verbundenen europäischen Regelungen mit quantitativen Zielen (z.B. die Richtlinien zur Förderung der Nutzung erneuerbarer Energien, zur Energieeffizienz oder zur Verminderung der CO₂-Emissionen von Pkw). Dabei führen die Ziele der Bundesregierung voraussichtlich zu einer Übererfüllung des im europäischen Treibhausgasemissionshandel Deutschland anteilig zuzurechnenden Reduktionsziels bis zum Jahr 2020. Die aus dem Strombereich resultierenden Überschüsse dürften sich in einer Größenordnung von etwa 30 Mio. t CO₂Äq bewegen.

236. Neben den oben beschriebenen Verdrängungswirkungen im EU-Emissionshandelssystem ist auch die Interaktion des Emissionshandels mit den nationalen Förderinstrumenten zu berücksichtigen. Dabei kann eine sinnvoll ausgestaltete Förderung von erneuerbaren Energien neben dem Emissionshandelssystem, etwa zur Förderung von grünen Innovationen, durchaus ökonomisch geboten sein. Dies setzt eine richtige Dosierung der beiden Instrumente voraus.

237. Die Entwicklung des europäischen Emissionshandels in den letzten Jahren zeigt, dass augenblicklich kaum Anreize zur Emissionsvermeidung bestehen. Die Preise für Emissionszertifikate sanken zur Jahreswende 2011/2012

erneut deutlich und pendeln seither unterhalb von 10 Euro/t [DEHSt, 2012; ZEW/KfW, 2012]. Grund hierfür sind weniger die Interaktion mit anderen Maßnahmen zur Emissionsreduktion im Bereich der Energieeffizienz beziehungsweise der erneuerbaren Energien, sondern insbesondere die Rezession in Europa, die zu einem Überangebot von Zertifikaten führte, sowie auch die Erwartungen für die nächsten Jahre.

Nach Angaben der Europäischen Kommission beläuft sich der Überschuss an Emissionsberechtigungen¹⁵ aus den Jahren 2008 bis 2011 auf über 400 Millionen Berechtigungen. Durch zusätzliche Gutschriften aus internationalen Projekten beträgt der kumulierte Überschuss inzwischen fast eine Milliarde Emissionsberechtigungen. Vor allem aufgrund der konjunkturellen Aussichten und der Möglichkeit, den bestehenden Emissionsrechteüberhang in die im Jahr 2013 beginnende dritte Handelsperiode zu übertragen (sogenanntes Banking), ist von einem weiteren Anstieg der Überschüsse auf bis zu 2 Mrd. auszugehen, was etwa den gesamten Emissionsberechtigungen für das Jahr 2013 entspricht. Ohne politische Eingriffe scheint es deshalb ausgeschlossen, dass sich in den nächsten Jahren wieder ein höheres Preisniveau einstellt. Werden mit Blick auf das langfristige Treibhausgas-Reduktionsziel von 80 bis 95 % bis 2050 in Europa kurzfristig stärkere Emissionsreduktionen erforderlich, so bestehen mehrere Möglichkeiten: das Stilllegen überschüssiger Zertifikate, die Festlegung von Preisuntergrenzen und die Einigung auf ein ambitionierteres Gemeinschaftsziels für das Jahr 2020 und insbesondere darüber hinaus.

238. Bei anhaltend niedrigen Zertifikatspreisen ist zu erwarten, dass weiterhin Anreize zur Erschließung von Klimaschutzpotentialen aus dem EU-Emissionshandel ausbleiben. Davon betroffen sind Maßnahmen mit geringen Kosten (speziell im Bereich der Energieeinsparung und -effizienz), die aufgrund bestehender Transaktionskosten nicht realisiert werden. In der Folge werden gegebenenfalls Strukturen nicht rechtzeitig aufgebaut, die ein effizientes Erreichen der Klimaschutzziele in den Folgejahren ermöglichen.

¹⁵ Eine Emissionsberechtigung entspricht der Befugnis zur Emission von einer Tonne Kohlendioxidäquivalent in einem bestimmten Zeitraum.

239. Schließlich ist der Emissionsrechtehandel als Finanzierungsquelle für Klimaschutzmaßnahmen relevant, denn nach der Europäischen Emissionshandelsrichtlinie sollen mindestens 50 % der Erlöse aus der Versteigerung von Emissionsberechtigungen zweckgebunden verwendet werden. Deutschland ist mit der Ausstattung des Energie- und Klimafonds noch einen Schritt weiter gegangen [Bundestag, 2011c]. Die Versteigerungserlöse fließen vollständig dem Fonds zu, aus dem Maßnahmen in folgenden Bereichen finanziell gefördert werden können¹⁶ (§ 2 EKFG):

- Energieeffizienz,
- erneuerbare Energien,
- Energiespeicher- und Netztechnologien,
- energetische Gebäudesanierung,
- nationaler Klimaschutz,
- internationaler Klima- und Umweltschutz,
- Entwicklung der Elektromobilität.

240. Dabei kann es sich um Forschung und Entwicklung oder die Förderung der Umsetzung konkreter Maßnahmen handeln (z.B. Energieeffizienzfonds, Markteinführungsprogramm zur Förderung des Einsatzes erneuerbarer Energien).

241. Nach den Planungen der Bundesregierung vom Juni 2011 sollte die Mittelausstattung des Fonds, der seit der gesetzlichen Änderung vom Juli 2011 ausschließlich aus Versteigerungserlösen gespeist wird, von jährlich 300 Mio. Euro im Jahr 2011 über ca. 780 Mio. Euro im Jahr 2012 auf 3,3 Mrd. Euro im Jahr 2013 steigen [Bundesregierung, 2012]. Die tatsächliche Mittelausstattung blieb jedoch deutlich hinter den Erwartungen zurück. Nachdem für 2012 zunächst Zertifikatspreise von 17 Euro/t angesetzt wurden, ging das Bundesfinanzministerium im März 2012 davon aus, dass im Mittel nur

¹⁶ Zudem können aus dem Sondervermögen ab 2013 Zuschüsse in Höhe von bis zu 500 Mio. Euro jährlich an stromintensive Unternehmen zum Ausgleich von emissionshandelsbedingten Strompreiserhöhungen gewährt werden. Nach dem derzeitigen Wirtschaftsplan laut EKFG ist kein derartiger Zuschuss vorgesehen.

7,50 Euro erzielt werden dürften [BMF, 2012b]. Im Rahmen der Haushaltsplanung für 2013 kalkuliert die Bundesregierung mit etwa 10 Euro/t beziehungsweise Einnahmen von 2 Mrd. Euro. Sie fallen damit um mehr als ein Drittel geringer aus als ursprünglich geplant.

242. Ohne eine aktive politische Veränderung der derzeitigen Rahmenbedingungen ist nicht zu erwarten, dass sich die Einnahmensituation in den Folgejahren deutlich verbessern wird. Aufgrund der Bedeutung des Energie- und Klimafonds für die finanzielle Förderung von Maßnahmen in wichtigen Bereichen der Energieeffizienz (u. a. energetische Gebäudesanierung), für den Ausbau erneuerbarer Energien im Wärmemarkt sowie die Entwicklung der Elektromobilität erfordert dies eine stetige Finanzierungsgrundlage. Dies können die Einnahmen aus dem Emissionshandel nicht bieten.

9.2 Energiepolitik

243. Neben den Wechselwirkungen der europäischen und nationalen Klimaschutzinstrumente sind auch die Wechselwirkungen in anderen Bereichen zu beachten. So beruht der beschleunigte Ausstieg aus der Kernenergie auf nationalen Entscheidungen, die weder mit der Kommission der Europäischen Union noch mit den Regierungen und Energieversorgern der unmittelbar benachbarten Länder abgestimmt wurden. Die Bundesregierung kann sich hier auf die ihr im Rahmen des Lissabon-Vertrags zustehende Entscheidungskompetenz im Bereich der Energiepolitik berufen.

244. Doch wegen der nicht unerheblichen europäischen Verknüpfung, insbesondere mit der Elektrizitätswirtschaft im benachbarten Ausland, sollte das Monitoring künftig auch die Situation in den Nachbarländern erfassen. Es könnten sich daraus unter Umständen Herausforderungen für den Fortgang der nationalen Energiewende ergeben. Wir empfehlen, dass die künftigen Monitoring-Berichte daher insbesondere den relativen Umfang der steuerbaren Lasten in den Nachbarländern sowie Ringflüsse/Loop-Flows aufgreifen.

245. Durch die Marktintegration der Strommärkte verschiedener Nachbarländer mit dem deutschen Stromgroßhandelsmarkt übertragen sich die nationalen Preisimpulse auf das Ausland. Wenn in Deutschland ein reichlich vorhandenes Angebot an erneuerbarer Elektrizität einen dämpfenden Effekt auf

die Großhandelspreise ausübt, werden ausländische Stromhändler vermehrt in Deutschland einkaufen, was zu einem Anstieg der deutschen Elektrizitätsexporte führt. Das Umgekehrte ist für den Fall einer geringen Erzeugung aus erneuerbaren Energien zu erwarten. Ähnlich wie in Deutschland führt der Ausbau erneuerbarer Energien auch im Ausland zu einer Verdrängung steuerbarer Erzeugungskapazitäten. Werden aber Kraftwerksinvestitionen im Ausland unattraktiver, schwindet die Möglichkeit, im Bedarfsfall auf ausländische Erzeugungskapazitäten zurückgreifen zu können. Momentan sind entsprechende Veränderungen noch nicht empirisch beobachtbar, doch langfristig könnten sich daraus Rückwirkungen auf die Elektrizitätsversorgungssicherheit in Deutschland ergeben. Der Umfang der steuerbaren Lasten im benachbarten Ausland bezogen auf die maximale Last in den entsprechenden Versorgungsgebieten ist ein möglicher Indikator. Wir empfehlen, den für die Stromversorgungssicherheit vorgeschlagenen Indikator (vgl. Kapitel 6) entsprechend um die europäische Dimension zu erweitern.

246. Die räumlichen Entfernungen zwischen den Standorten der (Offshore-) Windkraft und den Stromverbrauchszentren in der Mitte und im Süden Deutschlands belasten nicht nur die nationalen Hoch- und Höchstspannungsnetze, sondern auch die Stromnetze der Nachbarländer. Ein Teil der von Nord nach Süd transportierten Elektrizität fließt über polnische, niederländische und französische Netze, wobei diese Stromflüsse kaum kalkulierbar sind. Daher müssen an den Grenzkuppelstellen zusätzliche Sicherheitsreserven bereitgestellt werden, die dann nicht mehr für den grenzüberschreitenden Elektrizitätshandel zur Verfügung stehen. Zugegebenermaßen ist es nicht einfach, diese Effekte zu quantifizieren, doch zeigen Wortmeldungen aus dem benachbarten Ausland, dass sich hier ein relevantes Problem für den europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt entwickeln könnte. Wir gehen davon aus, dass sich die europäische Regulierungsagentur Agency for Cooperation for European Regulators (ACER) in Verbindung mit der Bundesnetzagentur (BNetzA) sich dieses Problems annimmt.

247. Zusammenfassend empfiehlt die Expertenkommission, in künftigen Monitoring-Berichten der Bundesregierung, die europäische Dimension stärker zu berücksichtigen. Denn der Ausbau erneuerbarer Energien und die Weiterentwicklung von Infrastrukturen – nicht nur in Deutschland, sondern auch in den anderen EU-Staaten – führt zu einem komplexeren Energie- und Manage-

mentsystem und erfordert eine stärkere Vernetzung. Eine gute bi- und multilaterale Abstimmung kann dabei zu erheblichen Effizienzgewinnen bei der Transformation des europäischen Energiesystems führen.

10 Quantitative Ziele des Energiekonzepts und Wechselwirkungen

Das Wichtigste in Kürze

Das Oberziel der Reduktion der Treibhausgasemission bis 2020 würde beim Erreichen aller Unterziele erfüllt. Dies lässt sich aus den Beiträgen der Sektoren Strom, Wärme und Kraftstoffe sowie aus den jeweils auf Effizienzmaßnahmen und den Ausbau erneuerbarer Energien entfallenden Anteilen ableiten. Sollten einzelne Unterziele verfehlt werden, ist zu prüfen, ob es Kompensationsmöglichkeiten durch die Übererfüllung anderer Unterziele gibt. Die Expertenkommission stellt hierzu einige grundsätzliche Überlegungen darüber an, in welchem Umfang eine intrasektorale oder intersektorale Kompensation denkbarer Zielverfehlungen möglich ist.

Weil das Energiekonzept im Zeitablauf vermutlich weiter konkretisiert und ergänzt werden wird, sollte die Kompatibilität der Unterziele regelmäßig überprüft werden. Die Betrachtung möglicher Zielverfehlungen in Einzelbereichen und deren Kompensierbarkeit durch andere Bereiche lässt Schlüsse auf besonders relevante Handlungsfelder zu.

Die Betrachtung der Konsequenzen möglicher Zielverfehlungen zeigt, dass die gegenseitigen Kompensationspotentiale begrenzt sind. Exemplarisch wird dies anhand der Einsparziele im Sinne von einfachen Wenn-dann-Beziehungen verdeutlicht. Aus diesen Analysen ergibt sich die Schlussfolgerung, dass die Senkung des Energiebedarfs im Wärmemarkt eine besonders kritische Rolle spielt.

Weitergehende Analysen und die Bewertung der Energiewende als Ganzes sollten einen stärkeren Fokus im Fortschrittsbericht im Jahr 2014 erhalten.

248. Das Energiekonzept vom September 2010 und die Beschlüsse vom Juni 2011 werden vermutlich im Zeitablauf sukzessive konkretisiert und ergänzt (wie es mit dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz 2012 schon geschehen ist). Deshalb sollten im Rahmen des Monitorings regelmäßig die Kompatibilität und Robustheit der Ziele sowie die Zielorientierung der Maßnahmen überprüft werden. Dies gilt für das gesamte Zielsystem wie für den hier interessierenden Bereich der energiemengenbezogenen Ziele. Die Betrachtung möglicher Zielverfehlungen in Einzelbereichen und deren Kompensierbarkeit durch andere

Bereiche lässt Schlüsse auf besonders relevante Handlungsfelder zu. Dabei geht es in der vorliegenden Stellungnahme der Expertenkommission zum ersten Monitoring-Bericht um einige grundsätzliche Überlegungen und nicht um die Betrachtung möglicher Szenarien und Maßnahmenbündel. Dies wird Gegenstand des für 2014 vorgesehenen Fortschrittsberichtes sein.

Tab. 10-1: Ziele zur Reduktion des Energiebedarfs und zum Ausbau erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2020

Primärenergieverbrauch	-20% gegenüber 2008
Endenergieverbrauch Strom	-10% gegenüber 2008
Endenergieverbrauch Verkehr	-10% gegenüber 2005
Endenergieverbrauch Wärme/Kälte ¹⁷	
davon Gebäude	-20% gegenüber 2008
Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung an der Stromerzeugung	25%
Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch	18%
Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch	35%
Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Kraftstoffe	10%
Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte	14%

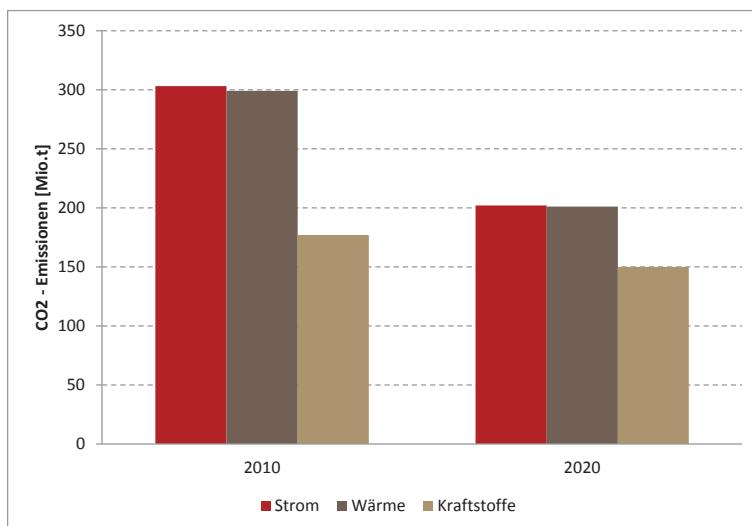
249. Ausgangspunkt der Überlegungen sind die in Kapitel 1 formulierten Oberziele „Senkung der Treibhausgasemissionen“ und „Ausstieg aus der Kernenergie“. Dabei wird unterstellt, dass mit dem Treibhausgasminderungsziel angesichts des CO₂-Anteils an den gesamten Treibhausgasemissionen von 87 % (2010) eine entsprechende Reduktion der energiebedingten CO₂-Emissionen verbunden ist. In Tab. 10-1 sind dazu die wesentlichen Zielsetzun-

¹⁷ Für den Endenergieverbrauch für Prozesswärme/-kälte aus Brennstoffen (d.h. ohne den Einsatz von Strom für Prozesswärme), ist kein explizites Ziel formuliert. Daher wurde im Weiteren eine ähnliche Reduktion wie für den Endenergieverbrauch für Gebäude angenommen. Dies orientiert sich an der angestrebten Erhöhung der Energieproduktivität im Energiekonzept der Bundesregierung, ist aber auch für das Ziel von Bedeutung, bis zum Jahr 2020 einen Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme von 14 % zu erreichen.

gen in den Bereichen Energieeffizienz und erneuerbare Energien für das Jahr 2020 zusammengestellt.¹⁸

250. Es kann gezeigt werden, dass die Zielvorgaben zur Senkung des Energiebedarfs und zum Ausbau der erneuerbaren Energien ein sicheres Erreichen des Klimaschutzziels ermöglichen. So liegen die erforderlichen **CO₂-Reduktionen** in der Strom- und Wärmebereitstellung etwa auf gleicher Höhe, aber deutlich über der Emissionsminderung im Verkehr (vgl. Abb. 10-1). Dabei wurde berücksichtigt, dass sich die CO₂-Faktoren für Strom, Wärme und Kraftstoffe unterscheiden und im Zeitverlauf ändern. Daher wurden für 2020 plausible Annahmen getroffen.

Abb. 10-1: Aufteilung der CO₂-Emissionen für die Jahre 2010 und 2020



Quelle: Eigene Berechnungen

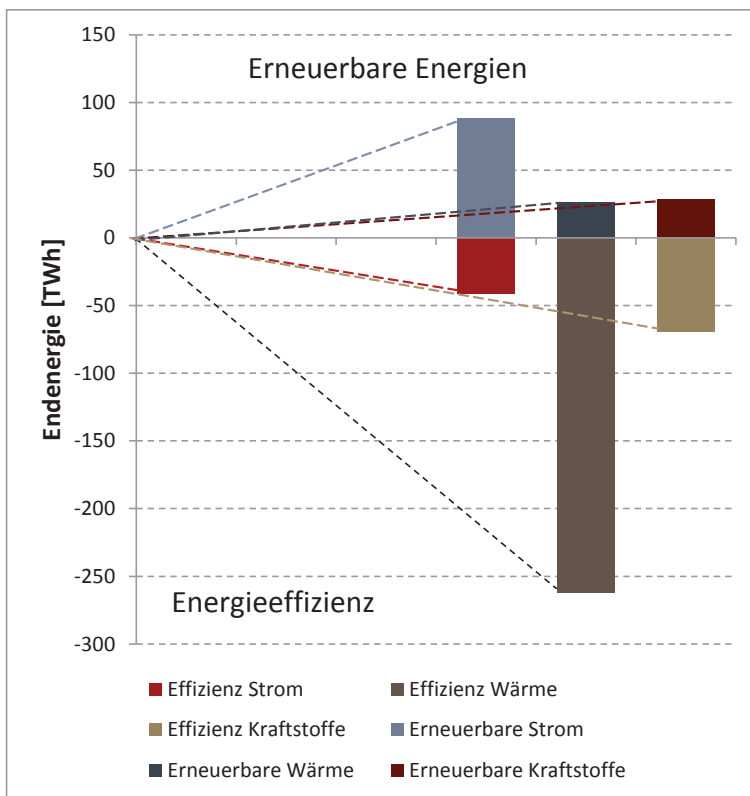
251. Aus dem Zielsystem für 2020 folgt, dass zur Reduktion der CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung der Ausbau erneuerbarer Energien von

¹⁸ Die Ziele werden durch weitere quantitative Unterziele (zur energetischen Sanierungsrate von Gebäuden, zum Ausbau der Windenergienutzung auf See usw.) sowie qualitative Ziele ergänzt. Zur exakten Zieldefinition vgl. jeweils die einschlägigen Quellen und gesetzlichen Regelungen.

gleicher Bedeutung ist wie die Nachfrageverringerung und der Ausbau der fossilen Kraft-Wärme-Kopplung. Im Kraftstoff- und Wärmebereich dominiert hingegen die Verbrauchsreduktion. Die Erneuerbaren tragen hier nur ein Viertel (Kraftstoffe) beziehungsweise weniger als 10 % (Wärme) bei.

252. Abb. 10-2 verdeutlicht dies anhand der korrespondierenden **Veränderung des Endenergieverbrauchs**. Während der Zuwachs der erneuerbaren Stromerzeugung höher ausfällt als die Reduktion des Stromverbrauchs, ist es in den anderen beiden Sektoren umgekehrt. Der Wärmemarkt ist dabei von besonderer Bedeutung, denn hier muss mit Abstand das größte Einsparpotential mobilisiert werden (70 % vom Rückgang des gesamten Endenergieverbrauchs).

Abb. 10-2: Veränderung des Endenergieverbrauchs bis zum Jahr 2020 gegenüber 2010



Quelle: Eigene Berechnungen

253. Auf dieser Basis lassen sich einige grundsätzliche Überlegungen darüber anstellen, in welchem Umfang eine **intra-sektorale oder inter-sektorale Kompensation** denkbarer Zielverfehlungen möglich ist¹⁹. Exemplarisch sei dies anhand der Einsparziele im Sinne von einfachen Wenn-dann-Beziehungen verdeutlicht: Gesetzt den Fall, der Stromverbrauch läge im Jahr 2020 unverändert auf dem Niveau des Jahres 2010, müssten ceteris paribus mehr als 40 TWh Strom CO₂-frei (durch erneuerbare Energien) und/oder in entsprechend größerem Umfang CO₂-ärmer (durch eine verstärkte Nutzung von Kraft-Wärme-Kopplung und Erdgas) erzeugt werden, um den Beitrag des Stromsektors zum Erreichen des Klimaschutzziels aufrecht zu erhalten. Dies dürfte bei einem stärkeren Ausbau der erneuerbaren Energien auch möglich sein.

254. Für Wärme und Kraftstoffe herrschen dagegen andere Substitutionsbeziehungen zwischen Energieeffizienz und erneuerbaren Energien. Das hängt damit zusammen, dass hier die Nutzung erneuerbarer Energien zu mehr als 90 % auf biogenen Ressourcen basiert. Im Verkehr führt das Einsparziel zu einer Abnahme des Endenergieverbrauchs gegenüber 2010 um 69 TWh, während sich der Beitrag regenerativer Kraftstoffe entsprechend der Zielvorgabe bereits knapp verdoppelt. Eine vollständige Kompensation des Effizienzziels würde deshalb mehr als eine Vervielfachung des gegenwärtigen Beitrags erneuerbarer Kraftstoffe erfordern. Das ist bis 2020 weder für biogene Kraftstoffe aufgrund von Potentialgrenzen im Inland und aus Gründen der Nachhaltigkeit noch für andere erneuerbare Alternativen wie Wasserstoff, Methan etc. aus infrastrukturellen und technologischen Gründen realistisch.

255. Im Wärmemarkt ist die Situation ähnlich wie im Verkehr, die Tragweite jedoch ungleich größer. So würde eine Verfehlung des 20 % Reduktionsziels für den Endenergieverbrauch um nur zwei Prozentpunkte die Erschließung des gesamten heimischen, nachhaltig nutzbaren Bioenergiepotentials für die Wärmebereitstellung erfordern. Grundsätzlich vorstellbar wäre zwar ebenfalls, einen Ausgleich durch die intensivere Nutzung solarer Wärme zu erreichen,

¹⁹ Die grundsätzliche Möglichkeit einer Kompensation durch Übererfüllungen außerhalb des Energiebereiches (Industrieprozesse, Landwirtschaft etc.) wird hier nicht betrachtet.

was aber einen Zubau in der Größenordnung von etwa 50 Mio. m² Kollektorfläche voraussetzte (Bestand 2010: 14 Mio. m² entsprechend 0,4 % Anteil am Endenergieverbrauch für Wärme). Dazu müsste das Marktwachstum für Solar Kollektoren jährlich 20-30 % betragen. Analog gilt dies für die Nutzung von Erdwärme, die gegenwärtig mit etwa 0,5 % zur Deckung des Endenergieverbrauchs für Wärme beiträgt. In der Realität würde zwar auf einen Mix aller drei Ressourcen zurückgegriffen, die Beispiele zeigen jedoch, dass der Spielraum sehr begrenzt ist. Sollte das Einsparziel um mehr als fünf Prozentpunkte verfehlt werden, dürfte eine Kompensation durch mehr regenerative Wärme kaum noch möglich sein.

256. Neben der intrasektoralen Kompensation von Zielabweichungen besteht auch die Möglichkeit der intersektoralen Kompensation. Potentiale dürften bei einem Erreichen des Stromsparziels am ehesten aus diesem Sektor zur Verfügung stehen, um geringere Beiträge zum Klimaschutz aus dem Verkehr oder dem Wärmemarkt auszugleichen. Das erscheint aber wegen der großen Energiemengen im Wärmemarkt auch unter Kostengesichtspunkten nur sehr begrenzt möglich und sinnvoll.

257. Insgesamt lassen sich aus den vorstehenden Überlegungen trotz der vorgenommenen Vereinfachungen einige wesentliche **Schlussfolgerungen** ableiten:

1. Die Kompatibilität der quantitativen Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung ist für den betrachteten Zeithorizont des Jahres 2020 gegeben.
2. Die Ziele zu Energieeffizienz und erneuerbaren Energien müssen parallel erfüllt werden, um einerseits die Voraussetzungen für die Erreichbarkeit längerfristiger Ziele zu schaffen und andererseits, weil Zielverfehlungen in einzelnen Bereichen nur sehr eingeschränkt durch eine Übererfüllung in anderen Bereichen kompensiert werden können.
3. Dies gilt besonders für Zielverfehlungen bei der Reduktion des Endenergieverbrauchs für Wärme und Kraftstoffe. Wegen der sehr viel größeren Bedeutung sollte dabei der politische Fokus auf der Energieeinsparung im Wärmesektor liegen.

258. Im **Fortschrittsbericht** sollten dazu weitergehende Analysen erfolgen und die Bewertung der Energiewende in all ihren Facetten einen stärkeren Fokus erhalten. Die Expertenkommission empfiehlt vertiefte Evaluationen der Ursache-Wirkungs-Zusammenhänge mit verschiedenen ex-ante und/oder ex-post Analysemethoden. Sie bieten eine sinnvolle Ergänzung zum indikatoren-basierten Monitoring, vor allem im Bereich der Maßnahmenevaluation und der Vorausschau zur Energiewende. Durch ex-post-Studien lassen sich Kausalketten erkennen, die durch Indikatoren nicht abbildbar sind. Mit ex-ante-Analysen können daraus Lösungspfade für die wirkungsvolle Umsetzung der Energiewende aufgezeigt werden.

11 Literatur

- AGEB, 2011. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB): Statistische Effekte des Kernenergieausstiegs. In: Pressedienst der AG Energiebilanzen Nr. 10, 2011. Abrufbar unter <http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=186&archiv&preview=true> [01.12.2012].
- AGEB, 2012a. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB): Energie in Zahlen. Arbeit und Leistungen der AG Energiebilanzen. Hrsg. Hans-Joachim Ziesing, Rainer Görge, Uwe Maaßen, Michael Nickel et al. Berlin, 2012.
- AGEB, 2012b. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB): Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2011, Stand: September 2012. Abrufbar unter <http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=139> [01.12.2012].
- AGEB, 2012c. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB): Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2011 nach Energieträgern. 2012. Abrufbar unter <http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=65> [01.12.2012].
- AGEB, 2012d. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB): Primärenergieverbrauch. Abrufbar unter <http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=6> [20.11.2012].
- BDEW, 2012. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW): Investitionen der deutschen Stromversorger.
- BioKraftÄndG, 2009. Gesetz zur Änderung der Förderung von Biokraftstoffen (BioKraftFÄndG), vom 15.07.2009, BGBl. I S. 1804 (Nr. 41), 3108. in Kraft seit dem 21.07.2009.
- BLWE, 2012. Bund-Länder Initiative Windenergie (BLWE): Überblick zu den landesplanerischen Abstandsempfehlungen für die Regionalplanung zur Ausweisung von Windenergiegebieten. Januar 2012.
- BMF, 2012a. Bundesministerium der Finanzen (BMF): Achtzehnter bis Dreißigster Subventionsbericht. Berichte der Bundesregierung über die Entwicklung der Finanzhilfen des Bundes und der Steuervergünstigungen für die Jahre 1999 - 2012.

- BMF, 2012b. Bundesministerium der Finanzen (BMF): Bericht über die Tätigkeit des Sondervermögens "Energie- und Klimafonds" 2011 und über die 2012 zu erwartende Einnahmen- und Ausgabenentwicklung. Anlage 1 zur Vorlage des Bundesministeriums der Finanzen, Nr. 24/12. 1. März 2012.
- BMU, 2005. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Windkraftanlagen sind lediglich mit 0,3 Prozent am Flächenverbrauch beteiligt. Pressemitteilung des BMU, Nr. 242/05; Berlin, 09.09.2005.
- BMU, 2012a. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung, Berlin, Juli 2012.
- BMU, 2012b. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt vom 20. Juli 2012, veröffentlicht im Bundesanzeiger am 08.08.2012.
- BMU, 2012c. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Zeitreihen zur Entwicklung der Kosten des EEG. Unter Verwendung von durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) veröffentlichter Daten.
- BMU/BMELV, 2010. Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV) und Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Nationaler Biomasseaktionsplan für Deutschland - Beitrag der Biomasse für eine nachhaltige Energieversorgung, Berlin, September 2010.
- BMWi, 2012. Monitoring-Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität. Berlin, Juli 2012. (Monitoring-Bericht).
- BMWi/BMU, 2010. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) und Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, Berlin, 28. September 2010.
- BNetzA, 2011. Bundesnetzagentur (BNetzA): Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 4 EnWG i.V.m. § 35 EnWG. Bonn, 2011.

- BNetzA, 2012a. Bundesnetzagentur (BNetzA): Öffentliche Diskussion. Abrufbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Bundesnetzagentur/MonitoringProzessEnergieZukunft/DokumenteOeffentlDiskussion/VorbereitungMonitoringbericht.pdf;jsessionid=AEA4445943FCEBF1A76BEC5AE5B858F6?__blob=publicationFile [30.11.2012].
- BNetzA, 2012b. Bundesnetzagentur (BNetzA): Biogas-Monitoring-Bericht 2012, Bericht der Bundesnetzagentur über die Auswirkungen der Sonderregelungen für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz gemäß §37 GasNZV an die Bundesregierung zum 31.05.2012, Bonn.
- BNetzA, 2012c. Bundesnetzagentur (BNetzA): Kraftwerksliste (bundesweit; alle Netz- und Umspannebenen) Stand 09.11.2012. Abrufbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/Sonderthemen/Kraftwerksliste/VeroeffKraftwerksliste_node.html [01.12.2012].
- BNetzA, 2012d. Bundesnetzagentur (BNetzA): Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/12. Bonn, Mai 2012.
- BNetzA, 2012e. Bundesnetzagentur (BNetzA): Erlösobergrenzen. Persönliche E-Mail vom 17.09.2012.
- BNetzA/BKartA, 2012. Bundesnetzagentur (BNetzA) und Bundeskartellamt (BKartA): Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i.V.m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i.V.m. § 53 Abs. 3 GWB. Bonn, 2012.
- BRD, 2010. Bundesrepublik Deutschland, Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. Berlin, 04. August 2010.
- Bringezu, S., Bleischwitz, R. (Eds.), 2009. Sustainable Resource Management - Global trends, visions and policies. Wuppertal Institut. September 2009.
- Bundesregierung, 2002a. Strategie der Bundesregierung zur Windenergienutzung auf See im Rahmen der Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung. Januar 2002.
- Bundesregierung, 2002b. Perspektiven für Deutschland - Unsere Strategie für eine nachhaltige Entwicklung, 2002.

- Bundesregierung, 2011. 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> [28.11.2012].
- Bundesregierung, 2012. Internetseite der Bundesregierung. Abrufbar unter <http://www.bundesregierung.de/>.
- Bundestag, 2010. Deutscher Bundestag: Erste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über kleine und mittlere Feuerungsanlagen - 1.BImSchV) vom 26. Januar 2010 (BGBl. I S. 38).
- Bundestag, 2011a. Deutscher Bundestag: Entwurf eines Gesetzes über Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus Elektrizitätsnetze. Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und FDP. Drucksache 17/6073, 06.06.2011.
- Bundestag, 2011b. Deutscher Bundestag: Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften, Drucksache 343/11 S.168 vom 06.06.2011, Berlin.
- Bundestag, 2011c. Deutscher Bundestag: Gesetz zur Errichtung eines Sondervermögens „Energie- und Klimafonds“ (EKFG), vom 8. Dezember 2010 (BGBl. I S. 1807), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 29. Juli 2011 (BGBl. I S. 1702).
- CDU/CSU/FDP, 2009. „Wir werden für Deutschland einen konkreten Entwicklungspfad festlegen und bekräftigen unser Ziel, die Treibhausgas-Emissionen bis 2020 um 40 % gegenüber 1990 zu senken.“ Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und FDP, Oktober 2009.
- DBFZ, 2012. Deutsche Biomasseforschungszentrum (DBFZ): Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse (Kurztitel: Stromerzeugung aus Biomasse). Endbericht zur EEG-Periode 2009 bis 2011 in Kooperation mit: Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft. FZK: 03MAP138. März 2012.

- DEHSt, 2012. Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) im Umweltbundesamt in Zusammenarbeit mit der KfW Bankengruppe: Versteigerung von Emissionsberechtigungen in Deutschland: Auswertungen und Hintergründe aus fünf Jahren Verkauf und Versteigerung am Übergang zur dritten Handelsperiode des EU-Emissionshandels. Berlin, Juni 2012.
- Destatis, 2011. Statistisches Bundesamt (Destatis): Umweltnutzung und Wirtschaft - Bericht zu den Umweltökonomischen Gesamtrechnungen 2011. Wiesbaden, 2011.
- Destatis, 2012a. Statistisches Bundesamt (Destatis): Fachserie 18, Reihe 4, Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen, Wiesbaden 2012.
- Destatis, 2012b. Statistisches Bundesamt (Destatis): Erhebungsbogen 066, Monatsbericht über die Elektrizitätsversorgung. Wiesbaden, 2012.
- Destatis, 2012c. Statistisches Bundesamt (Destatis): Fachserie 4 Reihe 6.4, Produzierendes Gewerbe Stromerzeugungsanlagen der Betriebe des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden. Wiesbaden, 2012.
- Destatis, 2012d. Statistisches Bundesamt (Destatis): Fachserie 5, Reihe 3, Bestand an Wohnungen, 31. Dezember 2011, Wiesbaden 2012.
- Destatis, 2012e. Statistisches Bundesamt (Destatis): Website des Statistischen Bundesamt zur Umweltökonomischen Gesamtrechnung. Abrufbar unter www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesamtwirtschaftUmwelt/Umwelt/Umwelt.html [20.11.2012].
- Destatis, 2012f. Statistisches Bundesamt (Destatis): Qualitätsbericht: Erhebung über Stromabsatz und Erlöse der Elektrizitätsversorgungsunternehmen sowie der Stromhändler. Wiesbaden, 2012.
- Destatis, 2012g. Statistisches Bundesamt (Destatis): Erhebung über Stromabsatz und Erlöse der Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Wiesbaden, 2012.
- Destatis, 2012h. Statistisches Bundesamt (Destatis): Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen. Bruttoinlandsprodukt, Bruttonationaleinkommen, Volkseinkommen. Lange Reihen ab 1950. Wiesbaden, 2012.
- Destatis, 2012i. Statistisches Bundesamt (Destatis): Fachserie 14 Reihe 4: Finanzen und Steuern. Wiesbaden, 2012.

- Destatis, 2012j. Statistisches Bundesamt (Destatis): Staatliche Haushalte: Einnahmen der Stadtstaaten aus Konzessionsabgaben 2000 bis 2009. Wiesbaden, 2012.
- Destatis, 2012k. Statistisches Bundesamt (Destatis): Jahresrechnungsergebnisse der kommunalen Haushalte. Aufgabenbereich Wirtschaftliche Unternehmen, allgemeines Grund- und Sondervermögen, Einnahmen aus Konzessionsabgaben. Wiesbaden, 2012.
- DIN, 2010. Deutsches Institut für Normung (DIN): Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen; Deutsche Fassung EN 50160:2010 + Cor. :2010.
- DIW, 2012. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW): Auto-Mobilität: Fahrleistungen steigen 2011 weiter. Von U.Kunert, S. Radke, B. Chlond und M. Kagerbauer. In: DIW Wochenbericht Nr. 27, 2012.
- DLR, IWES, IfnE, 2012. Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Ingenieurbüro für neue Energien (IfnE): 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.
- Ecofys, 2012. Schafft Deutschland die neuen EU-Energieeinsparziele mit bestehenden Instrumenten? Ermittlung der Umsetzungslücke zur Erreichung der Zielvorgaben der EU-Energieeffizienzrichtlinie. Kurzgutachten, 25. Oktober 2012.
- EEG, 2012. Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien, Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 17. August 2012 (BGBl. I S. 1754).
- EEWärmeG, 2011. Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich, Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz vom 7. August 2008 (BGBl. I S. 1658), zuletzt geändert durch Artikel 2 Absatz 68 des Gesetzes vom 22. Dezember 2011 (BGBl. I S. 3044).
- ENTSOE, 2012. European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSOE): Exchange Data. Abrufbar unter <https://www.entsoe.eu/resources/data-portal/exchange/> [01.12.2012].

- Ethik Kommission Sichere Energieversorgung, 2011. Deutschlands Energie-
wende – Ein Gemeinschaftswerk für die Zukunft. Berlin, 2011.
- EU, 2009a. 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 Auf-
hebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG.
- EU, 2009b. RICHTLINIE 2009/29/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND
DES RATES vom 23. April 2009 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG
zwecks Verbesserung und Ausweitung des Gemeinschaftssystems für
den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten, Umsetzung in nati-
onales Recht durch das Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz vom 21.
Juli 2011 (BGBl. I S. 1475).
- EU, 2009c. ENTSCHEIDUNG Nr. 2009/406/EG DES EUROPÄISCHEN PARLA-
MENTS UND DES RATES vom 23. April 2009 über die Anstrengungen
der Mitgliedstaaten zur Reduktion ihrer Treibhausgasemissionen mit
Blick auf die Erfüllung der Verpflichtungen der Gemeinschaft zur Re-
duktion der Treibhausgasemissionen bis 2020, sowie ENTSCHEIDUNG
Nr. XX/2012/EC DER EUROPÄISCHEN KOMMISSION vom 17. Oktober
2012.
- EU, 2012. Proposal for a DIRECTIVE OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF
THE COUNCIL amending Directive 98/70/EC relating to the quality of
petrol and diesel fuels and amending Directive 2009/28/EC on the
promotion of the use of energy from renewable sources, COM (2012)
595 final, Brüssel, 17. Oktober 2012.
- FNR, 2012. Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe (FNR): Daten und Fak-
ten: Tabelle der Anbaufläche für nachwachsende Rohstoffe 2012.
- Fraunhofer ISI, 2012. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsfor-
schung ISI: Projekt "Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel,
Dienstleistungen (GHD)". Abrufbar unter
http://www.isi.fraunhofer.de/isi-de/e/projekte/ghd_314889_sm.php.
[04.12.2012].
- GasNZV, 2012. Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen, Gas-
netzzugangsverordnung vom 3. September 2010 (BGBl. I S. 1261), zu-
letzt geändert durch Artikel 4 der Verordnung vom 30. April 2012
(BGBl. I S. 1002).

- Gemeinschaftsdiagnose, 2011. Projektgruppe Gemeinschaftsdiagnose: Aufschwung setzt sich fort –Europäische Schuldenkrise noch ungelöst: Gemeinschaftsdiagnose Frühjahr 2011, Halle (Saale).
- 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 Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., Berlin. 05.10. 2012.
- ISET/IWET, 2012. Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) und Ingenieurwerkstatt Energietechnik (IWET): Windmonitor, Größenentwicklung der Windenergieanlagen Onshore. Oktober 2012.
- Jensch, W., 1987. Energetische und materielle Aufwendungen beim Bau von Energieerzeugungsanlagen, Zentrale und dezentrale Energieversorgung. FFE-Schriftreihe Bd. 18, Springer-Verlag, 1987.
- 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., Januar 2010.
- Kirchner, R., 2011. Biodieselproduktion 2011 in Europa erstmals gesunken – warum?, 24.Oktober 2011. Abrufbar unter <http://www.biomassee-nutzung.de/biodiesel-produktion-herstellung-eu/> [01.12.2012].
- Kohlenwirtschaft, 2012. Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.: 13 . Landinanspruchnahme, Rekultivierung. Stand Feb. 2012.
- NEP, 2012. 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW: Netzentwicklungsplan (NEP) Strom 2012, 2. überarbeiteter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, Berlin, 15. August 2012.
- Öko-Institut, 2012. Öko-Institut et al.: KWK-Ausbau: Entwicklung, Prognose, Wirksamkeit der Anreize im KWK-Gesetz unter Berücksichtigung von Emissionshandel, Erneuerbare-Energien-Gesetz und anderen Instrumenten. Veröffentlichung in Vorbereitung, 2012.
- Prognos, EWI, GWS, 2010. Prognos AG, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH (GWS), (2010): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Studie für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Basel/Köln/Osnabrück, 27. August 2010.
- RWI, 2012. Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (RWI): Erstellung der Anwendungsbilanzen 2010 und 2011 für den Sektor Pri-

- vate Haushalte. Endbericht. Forschungsprojekt im Auftrag der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Berlin, November 2012.
- Santarius, T., 2012. Der Rebound-Effekt. Über die unerwünschten Folgen der erwünschten Energieeffizienz. In: Wuppertal Institut, Impulse zur WachstumsWende. Wuppertal, im März 2012.
- SINTEF, 2010. Study on Estimation of Costs due to Electricity Interruptions and Voltage Disturbances. 2010. SINTEF Energi AS, SINTEF Energy Research.
- Stiftung Offshore-Windenergie, 2012. Überblick zum Ausbaustatus der Offshore-Windenergie in Deutschland. Abrufbar unter <http://www.offshore-windenergie.net/windparks> [01.12.2012].
- UBA, 2009. Umweltbundesamt (UBA): Entwicklung der Luftqualität in Deutschland. Hintergrunddokument des Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau, Oktober 2009.
- UBA, 2012a. Umweltbundesamt (UBA): Globale Landflächen und Biomasse nachhaltig und ressourcenschonend nutzen. UBA-Positionspapier, Oktober 2012.
- UBA, 2012b. Umweltbundesamt (UBA): Kraftwerke in Deutschland. Datenbank des Umweltbundesamt, Zusammenstellung August 2012.
- UBA, 2012c. Umweltbundesamt (UBA): Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen 1990 - 2010 (Endstand: 09.02.2012), Dessau, Februar 2012.
- UBA, 2012d. Umweltbundesamt (UBA): Daten zur Umwelt - Umweltzustand in Deutschland - Einträge von Nähr- und Schadstoffen. Abrufbar unter www.umweltbundesamt-daten-zur-umwelt.de/umweltdaten/public/theme.do?nodeId=2395 [19.11.2012].
- UBA/Destatis, 1998. Umweltbundesamt (UBA) und Statistisches Bundesamt (Destatis): Umweltdaten Deutschland 1998. Berlin.
- ÜNB, 2011. Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB): Aktuelle Angaben der Übertragungsnetzbetreiber zu den Einnahmen- und Ausgabenpositionen nach § 3 AusglMechV i.V. mit § 6 AusglMechAV Stand: 31. Dezember 2011.
- ÜNB, 2012a. Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB): Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2012 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5. Übertragungsnetzbetreiber.

- ÜNB, 2012b. Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB): Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) Jahresabrechnung 01.01. - 31.12. 2011 (auf Basis WP-Bescheinigungen).
- WI et al., 2010. Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie (WI) et al.: Ressourceneffizienz von ausgewählten Technologien, Produkten und Strategien - Ergebniszusammenfassung der Potenzialanalysen. Meilensteinbericht aus dem AP1 des Projektes „Materialeffizienz und Ressourcenschonung (MaRes)“. Wuppertal, Dezember 2010.
- WI et al., 2012. Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie (WI) et al.: KRESSE - Kritische Ressourcen und Stoffströme bei der Transformation des deutschen Energieversorgungssystems. Auftraggeber: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Laufzeit: 02/2012 - 07/2013.
- ZEW/KfW, 2012. Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW), KfW Bankengruppe: KfW/ZEW CO2 Barometer 2012, Anreizwirkung des EU-Emissionshandels auf Unternehmen gering - Klimapolitische Regulierung wenig relevant für Standortentscheidungen, von Karl Ludwig Brockmann, Peter Heindl, Andreas Löschel, Benjamin Johannes Lutz, Jan Schumacher. Frankfurt am Main, 2012.
- Ziesing, H.-J., 1995. Energienachfrage in Deutschland in Abhängigkeit von Temperaturschwankungen und saisonalen Sondereffekten. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung. Untersuchung im Auftrag des Bundesministers für Wirtschaft. Berlin, 1995.
- ZSW, 2011. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW): Erhebung im Rahmen des Vorhabens II c „Solare Strahlungsenergie“ zur Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des EEG-Erfahrungsberichts 2011 gemäß § 65 EEG im Auftrag des BMU. IE Leipzig, Juni 2011.
- ZSW, 2012. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW): Evaluierung der inländischen KfW-Programme zur Förderung Erneuerbarer Energien im Jahr 2011. im Auftrag der KfW Bankengruppe. Stuttgart, August 2012.