

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

Stellungnahme zum ersten Fortschrittsbericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2013

Berlin · Münster · Stuttgart, November 2014

- ⊕ Prof. Dr. Andreas Löschel (Vorsitzender)
- ⊕ Prof. Dr. Georg Erdmann
- ⊕ Prof. Dr. Frithjof Staiß
- ⊕ Dr. Hans-Joachim Ziesing

ENERGIE DER ZUKUNFT 
Kommission zum Monitoring-Prozess

Prof. Dr. Andreas Löschel
(Vorsitzender)
Prof. Dr. Georg Erdmann
Prof. Dr. Frithjof Staiß
Dr. Hans-Joachim Ziesing

Expertenkommission:

Prof. Dr. Andreas Löschel (Vorsitzender)

Westfälische Wilhelms-Universität Münster
Am Stadtgraben 9, 48143 Münster
E-Mail: loeschel@uni-muenster.de
Telefon +49 251-83-23022

Prof. Dr. Georg Erdmann

Technische Universität Berlin, Fachgebiet Energiesysteme
Einsteinufer 25 (TA8), 10587 Berlin
E-Mail georg.erdmann@tu-berlin.de
Telefon +49 30-314-24656
Fax +49 30-314-26908

Prof. Dr. Frithjof 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)

**Robert Germeshausen
Philipp Massier**

Technische Universität Berlin, Fachgebiet Energiesysteme

**Lars Dittmar
Fernando Oster**

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung
Baden-Württemberg (ZSW)

Maike Schmidt

Ecologic Institut

Eike Karola Velten

Zusammenfassung

Zur Stellungnahme der Expertenkommission

Das vorliegende Dokument ist die Stellungnahme zum ersten Fortschrittsbericht und zum jährlichen Monitoring-Bericht der Bundesregierung. Im Fortschrittsbericht 2014 soll im Unterschied zu den rein faktenbasierten und vergangenheitsbezogenen Monitoring-Berichten eine weitreichendere Beurteilung zukünftiger Entwicklungen sowie eine tiefere Analyse der Ursache-Wirkungs-Zusammenhänge der existierenden sowie der künftig zur Zielerfüllung noch notwendigen Maßnahmen stattfinden.

Inhaltlich wird der Fortschrittsbericht 2014 durch das Aktionsprogramm Klimaschutz 2020, den Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) und das Grünbuch zum Strommarkt ergänzt. Darüber hinaus wurde Ende November in den Medien ein Plan diskutiert, wonach Kohlekraftwerksbetreiber auf Basis gesetzlicher Regelungen zur Emissionsreduktion veranlasst werden sollen.

Die Expertenkommission begrüßt die Initiativen der Bundesregierung, um die absehbare Verfehlung des Klimaschutzziels für 2020 aufzufangen. Die Instrumente erscheinen dafür grundsätzlich geeignet, allerdings sind sie nicht hinreichend beschrieben und quantifiziert, so dass eine Bewertung im Rahmen unserer aktuellen Stellungnahme zum Fortschrittsbericht nicht möglich ist. Wir empfehlen der Bundesregierung deshalb, zeitnah die Maßnahmen und deren Wirkungen zu konkretisieren, weil dies für eine glaubwürdige Umsetzung des weiteren Energiewendeprozesses von erheblicher Bedeutung sein dürfte. Die Expertenkommission ist gerne bereit, dies fachlich zu unterstützen.

Die Expertenkommission bezieht ihre Stellungnahme im Wesentlichen auf den Entwurf der Bundesregierung zum Fortschrittsbericht vom 12. November 2014. Hierbei handelt es sich um die für die Ressortabstimmung vorbereitete Fassung. Auch aus zeitlichen Gründen konnten nachträgliche Überarbeitungen und Ergänzungen des Fortschrittsberichts keiner eingehenderen Kommentierung unterzogen werden. Dies gilt auch für die Ausführungen im Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) und für das Aktionsprogramm Klimaschutz 2020.

Unsere Einschätzungen und Handlungsoptionen wurden also formuliert, ohne dass die finale Fassung des Fortschrittsberichts 2014 der Bundesregierung mit den vorgeschlagenen zusätzlichen Instrumenten vorgelegen hätte. Eigentlich hätte die Expertenkommission aber genau diese konkreten Vorschläge und Absichten der Bundesregierung für eine zielführende Kommentierung benötigt. Hier erweist sich die Governance des Monitoring-Prozesses in seiner derzeit praktizierten zeitlichen Struktur als wenig zielführend. Wir schlagen daher vor, gemeinsam mit der Bundesregierung Lösungen für diese Problematik zu finden.

Monitoring-Prozess als Element der Energiewende

Auftragsgemäß verzichtet unser Bericht auf eigens erstellte prognostische Aussagen, soweit dies den Einsatz von Modellen bedeutet, sowie auf die eigenständige Evaluation von Maßnahmen. Allerdings betrachten wir die vermutlichen Auswirkungen der getroffenen und geplanten energie- und umweltpolitischen Entscheidungen im Hinblick auf die perspektivische Zielerreichung. Auch werden die dem Fortschrittsbericht zugrundeliegenden Maßnahmebewertungen und Szenarioanalysen einer tiefergehenden Betrachtung unterzogen.

Im Fortschrittsbericht 2014 wird dargestellt, wie sich Indikatoren in der Vergangenheit entwickelt haben und in den nächsten Jahren voraussichtlich entwickeln werden. Es wird auch deutlich, in welchen Bereichen die Entwicklungen hinter den Pfaden für die Zielerreichung zurückfallen. Hier wird das Ausmaß der erkennbaren Zielverfehlung quantifiziert. Darauf aufbauend werden Maßnahmen benannt und analysiert, mit denen die dargestellten Lücken geschlossen werden sollen. Eine kritischere Betrachtung der Ursachen für die Zielverfehlungen wäre hierbei hilfreich gewesen. Besonders die Analyse der Wirkungen bestehender Maßnahmen und deren Beiträge zur Zielerreichung bleibt im Fortschrittsbericht 2014 oftmals unklar: Welche Entwicklungen sind auf Maßnahmen der Energiewende zurückzuführen, welche Wechselwirkungen haben sich ergeben und wie könnten diese Instrumente besser ausgestaltet werden? Dies gilt insbesondere in den Handlungsfeldern Klimaschutz und Energieeffizienz. Hier bleibt der Fortschrittsbericht aus Sicht der Expertenkommission unbefriedigend und mit Blick auf die vielfach dokumentierten potentiellen Zielverfehlungen verbesserungsbedürftig.

Zielhierarchisierung

Die Expertenkommission hat in den letzten beiden Stellungnahmen eine Hierarchisierung der Ziele der Energiewende vorgeschlagen.

Das Energiekonzept scheint für uns durch zwei Oberziele bestimmt: die Senkung der Treibhausgasemissionen und den Ausstieg aus der Kernenergie bis zum Jahr 2022. Diese Oberziele werden durch verschiedene Unterziele flankiert und über politische Maßnahmen umgesetzt. Die Unterziele und Maßnahmen können und sollten flexibel anpassbar sein, sofern dabei die Oberziele nicht verfehlt werden.

Das energiepolitische Zieldreieck aus Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit stellt den konzeptionellen Maßstab zur Bewertung der Unterziele und Maßnahmen dar. Zeigen sich im Rahmen des Monitoring-Prozesses unverhältnismäßig hohe ökonomische, soziale oder ökologische Belastungen, dann sollten die Unterziele und Maßnahmen entsprechend angepasst werden. Die Oberziele Reduktion der Treibhausgasemissionen und Kernenergieausstieg sind jedoch gesetzt.

Die Expertenkommission begrüßt, dass die Bundesregierung unsere Empfehlung einer Hierarchisierung von Zielen prinzipiell aufgenommen hat: Der Fortschrittsbericht 2014 gliedert die Energiewende-Ziele nach vier Ebenen: 1. Politische Ziele, 2. Kernziele, 3. Steuerungsziele und 4. Maßnahmenebene. Diese Gliederung unterscheidet sich allerdings in einem zentralen Aspekt von unserer Empfehlung, denn „Klimaziele, Kernenergieausstieg, Wettbewerbsfähigkeit, Versorgungssicherheit“ werden als gleichrangig benannt und sollen den politischen Rahmen für den Umbau der Energieversorgung bilden. Das Ziel des Klimaschutzes – u.a. -40 % Treibhausgasemissionen bis 2020 – ist ebenso quantifiziert wie der Ausstieg aus der Kernenergie bis 2022. Demgegenüber gibt es keine quantitativen Indikatoren für die Ziele „Wettbewerbsfähigkeit“ und „Versorgungssicherheit“. Für beide Ziele hat die Expertenkommission Indikatoren vorgeschlagen, doch gibt es keine Grenzwerte, jenseits derer von einer Zielverfehlung zu sprechen wäre. Dies würde aus unserer Sicht auch keinen Sinn machen, da das System dadurch eventuell überbestimmt und in der Konsequenz nicht umsetzbar wäre.

Aus Sicht der Expertenkommission besteht bei der Vermischung von quantitativen und qualitativen Zielen die Gefahr, dass es durch einen nicht transparenten

ten Abwägungsprozess auf Ebene dieser politischen Ziele zu einer impliziten Revision der Klimaschutzziele und des Kernenergieausstiegs kommt. Der Bundesregierung steht eine Zielrevision frei, die aber wegen der zentralen Bedeutung dieser Ziele explizit erfolgen sollte. Die Bundesregierung sollte sich der Tragweite einer solchen Entscheidung bewusst sein.

Zielverfehlung bei der Treibhausgasemissionsminderung

Im Entwurf des Fortschrittsberichts 2014 hält die Bundesregierung an den vorgegebenen Zielen für 2020 fest, insbesondere am Treibhausgas-Reduktionsziel von -40 % gegenüber 1990. Doch weist der Fortschrittsbericht sehr deutlich darauf hin, dass ohne insbesondere das Treibhausgasemissionsziel deutlich verfehlt wird, sofern keine zusätzlichen Maßnahmen eingeleitet werden. Die Zielabweichungen beruhen zum Teil auf dem Versäumnis, mit dem in 2011 beschlossenen Kernenergieausstieg gleichzeitig Kompensationsmaßnahmen für die CO₂-Mehremissionen in Kraft zu setzen.

Die im Entwurf des Fortschrittsberichts vorgelegten Vorschläge für weitere Maßnahmen sind im Prinzip zielführend, allerdings fehlt vielfach noch die Quantifizierung der Maßnahmenvorschläge. Die uns bekannt gemachten Entwürfe des Fortschrittsberichts 2014, des Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz und des Grünbuchs Elektrizitätsmarkt sind aus Sicht der Expertenkommission noch nicht geeignet, die zum Jahr 2020 erwarteten Zielabweichungen vollständig zu kompensieren.

Es ist dabei zu konzedieren, dass die Erreichung der Ziele des Energiekonzepts in der Tat außerordentlich komplex und extrem anspruchsvoll ist. Zur Erreichung der Ziele des Energiekonzepts sollte sich die Diskussion mit den folgenden Bereichen beschäftigen:

- Maßnahmen außerhalb des Emissionshandels,
- Stärkung des Emissionshandels,
- Maßnahmen im Stromsektor,
- Stilllegung von Emissionsrechten,
- Einführung einer nationalen CO₂-Steuer.

Nutzung modellbasierter Analysen im Monitoring-Prozess

Für den Fortschrittsbericht 2014 stützt sich die Bundesregierung auf modellbasierte Studien, mit denen die energiewirtschaftliche Entwicklung bis zum Jahr 2020 und darüber hinaus hochgerechnet wird. Daraus werden Schlussfolgerungen über die Erreichung der Ziele der Energiewende gezogen. In der nachfolgenden Tabelle werden die verschiedenen Berechnungen zur Zielerreichung vergleichend dargestellt. Grundlage sind die Energiereferenzprognose 2014, das Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) aus dem Klimaschutzszenario 2050 sowie eine lineare Trendfortschreibung. Die Abschätzungen lassen erkennen, welche Energiewende-Ziele bis 2020 wahrscheinlich verfehlt werden. Die Expertenkommission möchte in diesem Zusammenhang anregen, dass sich die Bundesregierung jetzt auch mit der mittelfristigen Zielsetzung bis 2030 beschäftigen sollte.

Tabelle: Zielerreichung in der Referenzentwicklung bis 2020

Treibhausgasemissionen	2011	2012	2013	2020	2030	2040	2050
Treibhausgasemissionen (ggü. 1990)	-26,4 %	-24,7 %	-22,6 %	-40 %	-55%	-70%	-80% bis -95%
Referenzprognose				-36 %	-43%	-54%	-65%
Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)				-35 %	-45%	-52%	-56%
Lineare Fortschreibung				-30 %	-	-	-
Erneuerbare Energien	2011	2012	2013	2020	2030	2040	2050
Anteil am Bruttostromverbrauch	20,4%	23,5%	25,3%	mind. 35%	mind. 50%	mind. 65%	mind. 80%
Referenzprognose				41%	52%	54%	64%
Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)				37%	54%	61%	65%
Anteil am Bruttoendenergieverbrauch	11,5%	12,4%	12,0%	18%	30%	45%	60%
Referenzprognose				22%	29%	33%	39%
Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)				18%	22%	26%	28%

Effizienz	2011	2012	2013	2020	2030	2040	2050
Primärenergieverbrauch (ggü. 2008)	-5,4%	-4,3%	-4,0%	-20%	-	-	-50%
Referenzprognose				-18%	-27%	-35%	-42%
Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)				-10%	-	-	-29%
Lineare Fortschreibung				-9%	-	-	-
Energieproduktivität EEV p. a.	1,7% (2008-2011)	1,1% (2008-2012)	0,26% (2008-2013)	-	-	-	2,1% (2008-2050)
Referenzprognose				1,9% (2008-2020)	-	-	1,9% (2008-2050)
Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)				1,2%	1,4%	1,4%	1,4%
Lineare Fortschreibung				0,25%	-	-	-
Bruttostromverbrauch (ggü. 2008)	-1,8%	-1,9%	-3,3%	-10%	-	-	-25%
Referenzprognose				-7%	-10%	-12%	-10%
Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)				-2%	-	-	0%
Lineare Fortschreibung				-7%	-	-	-
Verkehrsbereich	2011	2012	2013	2020	2030	2040	2050
Endenergieverbrauch (ggü. 2005)	-0,7%	-0,6%	+1%	-10%	-	-	-40%
Referenzprognose				-7%	-	-	-26%
Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)				-9%	-	-	-29%
Lineare Fortschreibung				+2%	-	-	-

Im Rahmen der diesjährigen Analysen beschäftigt sich die Expertenkommission eingehend mit der Methodik von Modellanalysen und spiegelt diese an den

vorliegenden Studien. Hintergrund dafür ist die Energiereferenzprognose, die von den Autoren als „Prognose der wahrscheinlichen Entwicklung“ bezeichnet wird. Es handelt sich jedoch nicht um ein typisches „Business-as-usual“ Szenario, sondern um eine Vorausschau unter der Annahme zusätzlicher Maßnahmen, über die zudem keine konkreten Angaben gemacht werden. Aus Sicht der Expertenkommission sollte neben einem Szenario mit der wahrscheinlichen Entwicklung auch ein Szenario ohne zusätzliche Maßnahmen berechnet werden, um den Rahmen für notwendiges Handeln abzustecken.

In der aktuellen Situation hätte sich der Fortschrittsbericht 2014 auch eingehend mit den Ursachen für die Zielverfehlungen beschäftigen müssen. Tatsächlich weist der Fortschrittsbericht auf einige für die Energiewende nachteilige exogene Entwicklungen hin (Kohlepreise, CO₂-Preise etc.), nicht aber darauf, dass auch endogene Entwicklungen (z. B. Rebound-Effekte, Rückstand beim Übertragungsnetzausbau, Auswirkungen des Kernenergieausstiegs etc.) für die erkennbaren Zielverfehlungen verantwortlich sein dürften. Es wäre empfehlenswert, mit geeigneten Mitteln retrospektiv den Einfluss der exogenen gegenüber den endogenen Effekten zu überprüfen bzw. zu quantifizieren (etwa mit Hilfe der seinerzeit zur Energiewende-Konzeption herangezogenen Modelle). Das würde eine Beurteilungsgrundlage dafür liefern, wie stark interne Entwicklungen und unzureichend wirkende Maßnahmen die erkennbaren Defizite prägen.

Bei der Nutzung modellbasierter Analysen für den Monitoring-Prozess besteht offensichtlich noch methodischer Weiterentwicklungsbedarf. Um die heterogene Modellierungslandschaft im Energiebereich in Deutschland für den Monitoring-Prozess der Energiewende und insbesondere den Fortschrittsbericht zu nutzen, schlägt die Expertenkommission vor, die modellgestützte Begleitung stärker zu institutionalisieren. In jedem Fall sollte die Einrichtung eines wissenschaftlichen Begleitkreises die Bearbeitung der Modellanalysen durch regelmäßige Diskussionen mit den Bearbeitern unterstützen.

Bewertung von Maßnahmen

Der jährliche Bericht der Bundesregierung soll den Vergleich der aktuellen Situation (Ist-Zustand) mit den Energiewende-Zielen (Soll-Zustand) ermöglichen. Indikatoren spielen hier eine wichtige Rolle, denn Sie verdichten Daten,

um umfangreiche Informationen kompakt und verständlich darzustellen. Indikatoren lassen aber keine Rückschlüsse über die Effektivität und Effizienz der Maßnahmen zu. Dazu ist eine auf empirischen Belegen basierende Untersuchung einzelner Maßnahmen notwendig. Nur mit Hilfe einer solchen evidenzbasierten Maßnahmenanalyse lassen sich künftig zu erwartende Zielverfehlungen und Risiken aufdecken. Darunter fallen unzureichende Wirksamkeit, unerwartet hohe Kosten oder unerwünschte Nebenwirkungen von Maßnahmen. Im Rahmen des Fortschrittsberichts sollten zentrale Maßnahmen der Energiewende in dieser Weise regelmäßig analysiert werden.

Die Expertenkommission empfiehlt dazu die Anwendung verschiedener Analysemethoden. Im Kommentar zum Fortschrittsbericht werden die grundlegenden methodischen Anforderungen dargestellt und einzelne Methoden unterschieden. Sie reichen von einer reinen Beschreibung der Maßnahme mit einem Mindestmaß an quantitativen Angaben über deskriptive statistische Analysen und Korrelationsanalysen bis hin zu neueren Methoden der Evaluationsforschung zur Identifikation von Ursache-Wirkungs-Zusammenhängen.

Die Expertenkommission stellt exemplarisch drei Vorgehensweisen vor und bewertet dabei die Wirkung der Stromsteuer, der Lastabschaltverordnung und des EEG. Die beiden erstgenannten Maßnahmen scheinen keinen wesentlichen Zielbeitrag entfaltet zu haben. Die standortspezifische Förderung von Windenergieanlagen ist demgegenüber wirksam, und zwar ohne große Effizienzverluste.

Treibhausgasemissionen

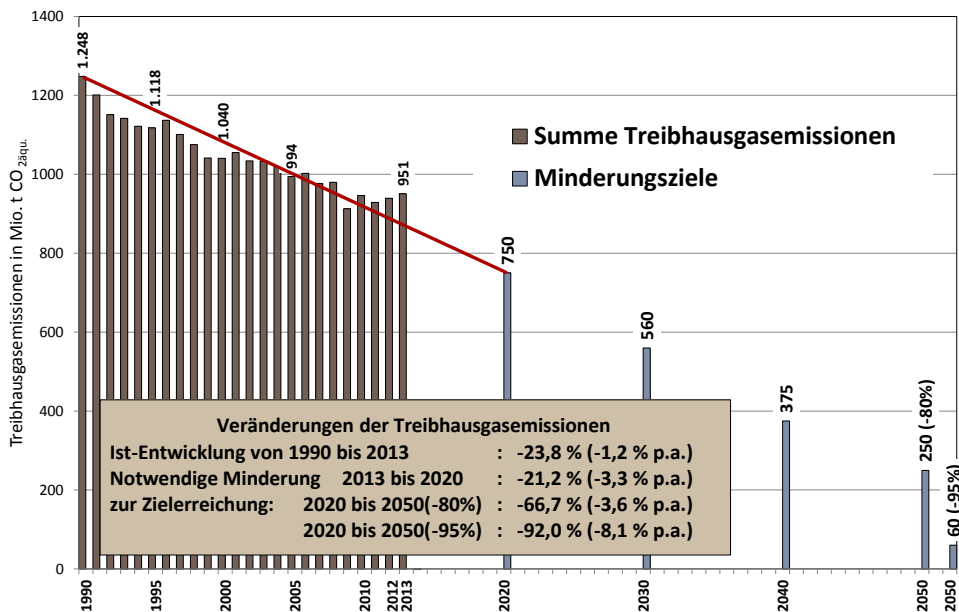
Die Expertenkommission begrüßt die Offenheit der Bundesregierung, mit der sie bekundet, dass mit den vorhandenen Maßnahmen die Treibhausgasemissionen bis 2020 um lediglich 33 bis 34 % statt der angestrebten 40 %, gesenkt werden können. Diese Zielverfehlung zeichnete sich auch schon mit der tatsächlichen Entwicklung seit 2010 deutlich ab (siehe Abbildung).

Dem Fortschrittsbericht zufolge bestehen in allen Sektoren erhebliche Emissionsminderungspotentiale. Es werden auch die dafür relevanten Handlungsfelder beschrieben. Die Expertenkommission vermisst aber Hinweise auf die konkret zu ergreifenden Maßnahmen und deren Zielerfüllungsbeiträge. Angesichts der drohenden Lücke bei der Erreichung des Minderungsziels muss nach

Auffassung der Expertenkommission den gegensteuernden Maßnahmen eine hohe Priorität eingeräumt werden. Sie verkennt aber nicht, dass die Bundesregierung dabei vor einer äußerst komplexen Aufgabe steht.

Der Hinweis im Fortschrittsbericht, die Bundesregierung habe mit dem Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 zusätzliche Maßnahmen beschlossen, um das 2020-Ziel zu erreichen, kann mit der Fassung vom 12. November 2014 nur bedingt bewertet werden. Hinreichend differenziert und spezifiziert werden dort die Maßnahmen weitgehend nur für die nicht energiebedingten Treibhausgasemissionen. Nicht zu bewerten ist auch die Aussage der Bundesregierung, dass das Ziel einer Minderung der Treibhausgasemissionen um mindestens 40 % eingehalten werden kann, wenn sie zugleich darauf verzichtet, eine konkrete Zahl für die maßnahmengetriebene zusätzliche Treibhausgasemissionsminderung zu nennen. Dies lässt die Vermutung zu, dass noch Aktivitäten in Planung sind, deren Erfolg noch nicht absehbar ist

Abbildung: Entwicklung der Treibhausgasemissionen



Aus technischer Sicht sind die verstärkte Nutzung der erneuerbaren Energien und die forcierte Verbesserung der Energieeffizienz die entscheidenden Mittel zur Schließung der Lücke. Die Expertenkommission teilt aber die Auffassung, dass es nicht leicht sein wird, die angestrebte Emissionsminderung in der kur-

zen Zeit bis 2020 allein mit einer Steigerung der Endenergieproduktivität und der zusätzlichen Ausweitung der erneuerbaren Energien zu schaffen.

Insoweit kann sie nachvollziehen, dass die prinzipiell kurzfristiger zu erschließenden Potentiale tatsächlich im Stromsektor liegen. Angesichts der zahlreichen Anträge der Stromversorgungsunternehmen auf Stilllegung von Kraftwerken könnte die Bundesnetzagentur solche vorzugsweise für emissionsintensiv produzierende Anlagen genehmigen, sofern damit keine Gefährdung der Versorgungssicherheit verbunden ist.

Mit dem Ende November diskutierten Plan, auf Basis gesetzlicher Regelungen Kohlekraftwerksbetreiber zu einer zusätzlichen Emissionsreduktion von 22 Mio. t CO₂ zu veranlassen, möchte die Bundesregierung ein weiteres Instrument einsetzen, um die identifizierte Emissionslücke von insgesamt mindestens 62,5 Mio. t CO₂ zu schließen. Die Expertenkommission kennt diesen Plan nur aus widersprüchlichen Medienberichten, wo unter anderem auch Zweifel an dessen europarechtlicher Zulässigkeit formuliert worden sind. Ohne eine detaillierte Kenntnis des Regierungsvorhabens kann die Expertenkommission keine Stellungnahme abgeben. Doch sei der Hinweis angebracht, dass die Emissionslücke nach den Feststellungen des Fortschrittsberichts 2014 deutlich höher als 62,5 Mio. t CO₂ sein könnte, womit das – 40 -% -Ziel immer noch nicht gesichert wäre.

Zudem gibt die Expertenkommission zu bedenken, dass fast sämtliche Stromerzeugungsanlagen in Deutschland dem EU-Emissionshandel unterliegen. Eine Stilllegung von Anlagen in Deutschland würde zwar die dem Territorialprinzip folgende nationale Emissionsbilanz entlasten, doch wäre ein effektiver Klimaschutzeffekt kaum zu erwarten. Die Bundesregierung sollte deshalb prüfen, in wie weit sie die mit der zusätzlichen Kraftwerksstilllegung verbundenen nationalen Emissionsminderungen durch Kauf und Stilllegung von EU-Emissionsrechten kompensieren kann und darf. Sie sollte ebenso die übrigen in Kapitel 1 der Stellungnahme aufgeführten Optionen zur zusätzlichen Emissionsminderung prüfen.

Energieverbrauch und Energieeffizienz

Die Energieeffizienz erhält nach Auffassung der Expertenkommission nicht den Stellenwert, der im Koalitionsvertrag 2013 ausdrücklich postuliert worden ist.

Die bisherigen Tendenzen im Bereich der Energieeffizienz lassen in den meisten Fällen eine mehr oder weniger starke Zielverfehlung erwarten. Dies gilt insbesondere für das Ziel einer Reduktion des Primärenergieverbrauchs bis 2020 um 20 % oder für die angestrebte Steigerung der Endenergieproduktivität um jahresdurchschnittlich 2,1 %. Auch die Bundesregierung rechnet mit einer deutlichen Zielverfehlung, wenn sie davon spricht, dass der Primärenergieverbrauch bis 2020 im Vergleich zu 2008 nicht um 20 % sondern lediglich um 7,2 bis 10,1 % sinken wird. Um das Ziel noch zu erreichen, müsste das Tempo der Verbrauchsminderung drastisch gesteigert werden. Es ist eine zusätzliche Verringerung des Primärenergieverbrauchs von mindestens 1.400 PJ notwendig.

Zugleich wird im Entwurf des Fortschrittsberichts hervorgehoben, dass die seit Oktober 2012 beschlossenen Energieeffizienzmaßnahmen bis 2020 voraussichtlich zu einer weiteren Verringerung des Energieverbrauchs in Höhe von rd. 43 PJ (rd. 2,5 Mt. CO₂-Äq.) führen. Hierbei handelt es sich insbesondere die Verschärfung der Energieeinsparverordnung (EnEV 2013), die bereits erfolgte Aufstockung des CO₂-Gebäudesanierungsprogramms um 300 Mio. Euro auf derzeit 1,8 Mrd. Euro Programmmittel jährlich, sowie die Einführung von Programmen zur Förderung der Energieeffizienz in der Industrie.

Nach Aussagen im Fortschrittsbericht sollen durch die im Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) vorgesehenen Maßnahmen für die Endenergiesektoren voraussichtlich weitere rund 390 bis 460 PJ Primärenergie eingespart werden können. Damit ist die Ziellücke offenbar nicht geschlossen. Die Expertenkommission kann nicht nachvollziehen, wie die Regierung bei Festhalten am Effizienzziel ein großes Defizit feststellen kann, dann aber Maßnahmen vorschlägt, die kaum mehr als ein Drittel des Defizits ausgleichen können. Die Expertenkommission hätte eine Aussage dazu erwartet, wie mit der verbleibenden Deckungslücke umgegangen werden soll.

Die nachstehende Tabelle liefert eine differenzierte Übersicht der einzelnen Ziele und Trendentwicklungen. Beim Stromverbrauch beträgt die Deckungslücke rund 15 Mrd. kWh oder knapp 3 %. Als besonders problematisch stellt sich demgegenüber die Entwicklung der Endenergieproduktivität dar. Bei einer Trendfortschreibung würde sich bis 2020 nur eine Steigerung um insgesamt

rund 7 % ergeben, während zur Zielerreichung eine Steigerung um 28 % notwendig wäre. Nur wenig günstiger fällt das Resultat beim Verkehr aus.

Tabelle: Trends und Ziele im Bereich der Energieeffizienz

		Primärenergie- verbrauch*	Bruttostrom- verbrauch	Endenergie- produktivität*	Gebäudebezo- gener Energie- verbrauch*	EEV Verkehr
		PJ	Mrd. kWh	Mio. €/TJ	PJ	PJ
Zielbezugs- jahr	Jeweilige Einheit	14409	618	282	3671	2586
2013		13765	598	290	3464	2612
Zielbasis- jahr bis 2013	durchschnitt- liche Verän- derungen in %	-0,9	-0,7	0,6	-1,2	0,2
2013 bis Zieljahr 2020		-2,6	-1,1	3,5	-2,3	-1,6
2013	% gegenüber Zielbezugsjahr	-4,5	-3,2	2,8	-5,6	1,0
Trend 2020		-10,4	-7,6	7,0	-13,0	2,4
	Jeweilige Einheit	12911	571	302	3194	2649
Ziel 2020	%	-20	-10	28	-20	-10
	Jeweilige Einheit	11527	556	362	2937	2328
Lücke bei Ziel- erreichungs		-1384	-15	-60	-257	-322
*) Bereinigte Werte						

Vor diesem Hintergrund konstatiert die Expertenkommission einen beträchtlichen Handlungsbedarf. Die breite Palette der potentiellen Zielverfehlungen hat Konsequenzen für die politischen Entscheidungen. Es sind Anstrengungen erforderlich, die nahezu alle Bereiche erfassen. Dies dürfte nicht an einem Mangel an den vorhandenen technischen Potenzialen scheitern. Allerdings sollte der über die „low hanging fruits“ hinausgehende investive Aufwand nicht unterschätzt bzw. die Investitionsbereitschaft der Betroffenen nicht überschätzt werden.

Die Expertenkommission übersieht nicht, dass das Ausmaß und die Intensität der Handlungsnotwendigkeiten die Problemlösungskapazität der Regierung wie der Bevölkerung übersteigen könnte. Es ist nicht auszuschließen, dass die erforderlichen Maßnahmen vielfach keine Akzeptanz finden und so deren Umsetzung behindert oder sogar gänzlich verhindert wird. Schließlich weist die

Expertenkommission in diesem Zusammenhang auch auf den vergleichsweise kurzen Zeitraum bis 2020 hin. Zusätzliche Maßnahmen werden bis dahin kaum das volle Potential entfalten können. Insbesondere die Stimulierung größerer Investitionen bedingt meist einen erheblichen Zeitbedarf, insbesondere wenn dafür erst noch die gesetzlichen Grundlagen geschaffen werden müssen. Besonders zeitkritisch sind Investitionen zur energetischen Sanierung im Gebäudebestand.

Energetische Gebäudesanierung und energieeffizientes Bauen

Erfreulicherweise hat die Bundesregierung eine klare Definition der Begriffe „Wärmebedarf“ und „Primärenergiebedarf“ vorgelegt. Für das 2050-Ziel wird der Primärenergiebedarf über die Energieeinsparverordnung (EnEV) definiert. Damit wirken die erneuerbaren Energien implizit wie eine Effizienzmaßnahme – das Energieeffizienzziel ist entsprechend weniger anspruchsvoll. Im Interesse der Klarheit sollte daher der Begriff „nicht-erneuerbarer Primärenergiebedarf“ genutzt werden.

Der Wärmebedarf soll bis 2020 um 20 % gegenüber 2008 sinken. Bis 2050 soll der nicht-erneuerbare Primärenergiebedarf um 80 % (gegenüber 2008) reduziert werden. Dies entspricht einem weitgehend klimaneutralen Gebäudebestand. Diese Ziele werden bei einer reinen Fortsetzung des Trends nicht erreicht. Es wäre eine Verdoppelung der durchschnittlichen jährlichen Reduktion des Endenergiebedarfs für Wärme von etwa 1 % (Zeitraum 2008-2013) auf 2 % (2013-2020) notwendig. Analoges gilt für die durchschnittliche jährliche Reduktion des nicht-erneuerbaren Primärenergiebedarfs bis 2050.

Die im Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) genannten zusätzlichen Maßnahmen werden die Lücke zum 2020-Ziel voraussichtlich nicht schließen. Auch fehlt eine Bewertung der bestehenden und neuen Maßnahmen, die auch Mitnahme- und Rebound-Effekte sowie die Wechselwirkungen mit anderen Instrumenten berücksichtigt. Dies wäre hilfreich, um die tatsächlichen Wirkungen besser abschätzen und eine sachgerechte Ausgestaltung der Maßnahmen vornehmen zu können.

Aus Sicht der Expertenkommission ist eine Zielabweichung weniger tragisch, wenn zeitnah weitere glaubhafte Anstrengungen ergriffen werden, die eine längerfristige Wirkung erwarten lassen. Dazu könnten beispielsweise die Vor-

gaben der EnEV für Neubau und Sanierungen verschärft und Anstrengungen zur Verbesserung des Vollzugs unternommen werden. Eine Förderung der energetischen Gebäudesanierung sollte an der langfristigen Perspektive bis 2050 ausgerichtet sein und tiefe Sanierungen (mindestens KfW-Effizienzhaus 70) anstreben.

Verkehr

Nach eigenem Bekunden rechnet die Bundesregierung erst für 2030 damit, dass der verkehrsbezogene Energieverbrauch um 11 % gesenkt werden kann, womit das Ziel für 2020 verfehlt wäre. Im Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 wird (unter Vorbehalt) bis 2020 eine Reduktion der verkehrsbedingten CO₂-Emissionen um rund 10 Mio. t erwartet; allerdings werden die dazu notwendigen Maßnahmen nur rudimentär qualifiziert. Im Übrigen wären das gegenüber dem Zielbezugsjahr 2005 lediglich rund 6 % weniger CO₂-Emissionen.

Im Rahmen des wissenschaftlichen Begleitvorhabens beim BMWi wurden entsprechende Aussagen zur künftigen Entwicklung des verkehrsbedingten Energieverbrauchs erarbeitet. Von den dort und in vergleichbaren Studien (etwa in den Politikszenerarien VI) formulierten Empfehlungen sollte die Bundesregierung Gebrauch machen.

Aus Sicht der Expertenkommission ist eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende nicht zu erreichen ohne einen signifikanten Beitrag des Verkehrssektors, zumal dieser nahezu vollständig von fossilen Energieträgern abhängt. Dies hätte sich auch in der Diskussion der zusätzlich notwendigen Maßnahmen niederschlagen sollen.

Erneuerbare Energien

Für den Ausbau der erneuerbaren Energien hat die Bundesregierung relative Ziele formuliert. Deren Erreichbarkeit hängt somit auch davon ab, wie sich die Bezugsgröße entwickelt. Werden die Energieeffizienzziele des Energiekonzepts erreicht, ist davon auszugehen, dass auch alle Ausbauziele für die Erneuerbaren erfüllt werden können. Die dafür notwendige Zunahme der regenerativen Energiebereitstellung beträgt ca. 90 TWh gegenüber 2013 auf dann gut 400 TWh. Bei einer Fortschreibung der Effizienztrends ist allerdings zu erwar-

ten, dass weitere 50 TWh mobilisiert werden müssen, was die Zielerreichung deutlich anspruchsvoller macht.

Die bestehenden Instrumente sind hierfür grundsätzlich geeignet, müssen aber bedarfsgerecht und zieladäquat ausgestaltet werden. Dies gilt für die Umsetzung der Ausbaukorridore nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und die entsprechende Stabilisierung der Entwicklung der Photovoltaik und Biomassenutzung sowie ein erfolgreiches Design und Umsetzung der geplanten Ausschreibungsmodelle.

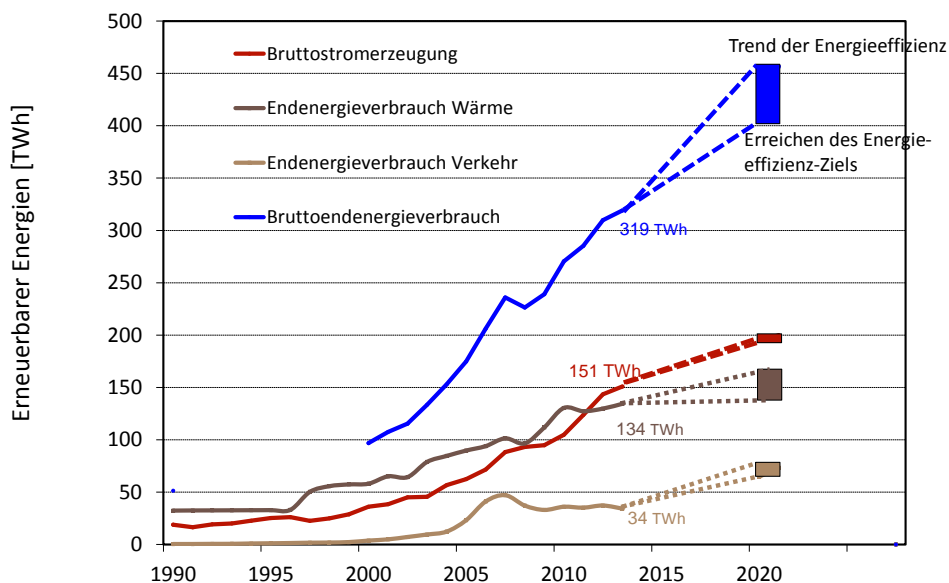
Im Stromsektor liegt eine der wesentlichen Herausforderungen in der Umsetzung der Ausbaukorridore für die Windenergie an Land mit dem angestrebten Nettozubau von 2.500 MW pro Jahr. Mit der bis 2020 deutlich zunehmenden Zahl der Anlagen, die ihre technische Lebensdauer bzw. das Ende des Vergütungszeitraums erreichen und stillgelegt bzw. durch neue, deutlich leistungsstärkere Anlagen ersetzt werden (Repowering), steigt der für die Zielerreichung erforderliche Bruttozubau bis zum Jahr 2020 auf über 4.000 MW. Die Herausforderung liegt darin, das erforderliche Marktvolumen, das noch über dem Zubauniveau des starken Jahres 2013 (2.997 MW) liegt, zu generieren und über einen längeren Zeitraum aufrecht zu erhalten. Das 35 %-Ziel im Stromsektor scheint auch mit der Formulierung der Ausbaukorridore möglich, wenngleich diese dazu führen, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien im Strommarkt nicht mehr für die Kompensation möglicher Zielverfehlungen in anderen Bereichen der erneuerbaren Energien dienen kann, wenn die Ausbaukorridore konsequent eingehalten werden.

Im Wärmemarkt ist für die Zielerreichung ein Zuwachs der regenerativen Energiemenge von 3 % p.a. erforderlich, der etwa dem Trend der letzten drei Jahre entspricht, wenn als Bezugsgröße der Endenergieverbrauch für Wärme ohne Strom zugrunde gelegt wird. Die Bundesregierung hat dazu zwei zentrale Maßnahmen etabliert, die prinzipiell für die Zielerreichung geeignet sind: im Neubaubereich das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz mit einer Quotenverpflichtung für Wohn- und Nichtwohngebäude und im Gebäudebestand das Marktanreizprogramm für erneuerbare Energien, das finanzielle Anreize setzt. Beide Instrumente werden durch andere Maßnahmen, wie die EEG-Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung oder über Anreize zur energetischen Gebäudesanierung flankiert. Zu beachten ist allerdings, dass die Antragszahlen im Markt-

anreizprogramm für erneuerbare Energien (MAP) in den ersten drei Quartalen 2014 bei Kleinanlagen um fast ein Viertel zurückgegangen sind. Es sollte daher geprüft werden, wie sich die Entwicklung wieder verstetigen lässt. Dabei dürfte es angesichts derzeit vergleichsweise geringer Heizölpreise auch darum gehen, den Bekanntheitsgrad und ggf. die Attraktivität der Förderprogramme zu erhöhen. Ebenfalls sollte auf die Entwicklung der Wärmebereitstellung aus regenerativer Kraft-Wärme-Kopplung ein Augenmerk gelegt werden, weil im Zuge der EEG-Novelle der Ausbaupfad für die Stromerzeugung aus Biomasse deutlich nach unten korrigiert wurde.

Im Verkehr ist aufgrund der Quotenverpflichtung im Prinzip sichergestellt, dass ein regenerativer Anteil von 10 % erreicht werden wird, auch wenn dies ungefähr einer Verdopplung des Anteils entspricht. Deshalb ist es wichtig, die bestehenden Sanktionsmechanismen bei Zielverfehlungen aufrecht zu erhalten oder fortzuschreiben.

Abbildung: Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien in Abhängigkeit von den erzielten Fortschritten im Bereich Energieeffizienz



Mit Blick auf den Zeitraum jenseits des Jahres 2020 empfiehlt die Expertenkommission der Bundesregierung, zeitnah zu konkretisieren, wie der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch dem Ziel des Energie-

konzepts entsprechend auf 30 % im Jahr 2030 erhöht werden soll. Dazu ist eine Fortschreibung der Zielsetzungen und Strategien in denjenigen Bereichen sinnvoll, in denen dies bislang noch nicht erfolgt ist, d. h. für erneuerbare Energien im Wärmemarkt und Verkehr.

Im Stromsektor ist im Bereich der Windenergie an Land bereits heute absehbar, dass ab dem Jahr 2021 nur bei einem Gesamtzubau von 5.000 bis 6.000 MW/a der angestrebte jährliche Nettozuwachs von 2.500 MW eingehalten werden kann, was eine dauerhafte Verdoppelung des Marktvolumens gegenüber 2013 bedeutet. Dies erscheint sehr anspruchsvoll und nur mit entsprechenden Rahmenbedingungen umsetzbar. Hinsichtlich der Entwicklung der Windenergie auf See nach 2020 bleibt offen, ob es gelingt, die für die notwendigen Kostensenkungseffekte erforderlichen technischen Fortschritte zu erzielen und über entsprechende Erfahrungswerte Finanzierungsmodelle zu etablieren, die den avisierten Ausbau auf 15.000 MW bis 2030 ermöglichen. Unabhängig vom Entwicklungspotenzial der einzelnen Sparten hängt der weitere Ausbau entscheidend von der zukünftigen Gestaltung der Rahmenbedingungen im Strommarkt ab. Hier ist mit der notwendigen Sorgfalt und entsprechendem zeitlichen Vorlauf zu agieren, um das Ziel eines kosteneffizienteren Fördersystems zu erreichen, den Transformationsprozess im Stromsektor weiter zu befördern und gleichzeitig die Marktintegration des erneuerbaren Stroms weiter voran zu treiben. Hier ist eine enge Verzahnung mit der mit dem Grünbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ [Grünbuch, 2014] angestoßenen Entwicklung des Strommarktdesigns erforderlich.

Im Wärmemarkt sollten zeitnah strukturelle Änderungen eingeleitet werden, um nicht zuletzt aufgrund von Potenzialrestriktionen im Bereich der Nutzung von Bioenergien sukzessive die solaren und geothermischen Ressourcen für den Wärmemarkt erschließen zu können, die heute zusammen nur gut zehn Prozent der regenerativen Wärme bereitstellen. Dies kann sinnvollerweise primär durch eine deutliche Verstärkung des Ausbaus der netzgebundenen Wärmeversorgung erfolgen, die zudem zusätzliche Freiheitsgrade für das Management von Strom-Wärme-Systemen bieten. Obwohl dies seit vielen Jahren bekannt ist, wurde es bisher versäumt, tragfähige Rahmenbedingungen zu schaffen. Dies betrifft auch organisatorische Fragen wie die Erstellung flächendeckender und tragfähiger kommunaler Wärme- und Kältepläne zur Erfassung vorhandener Wärmequellen und Wärmesenken als Grundlage für die

Erschließung des Nahwärmepotenzials, die Erarbeitung strategischer Sanierungskonzepte für den Gebäudebestand usw. Aufgrund der Bedeutung erneuerbarer Energien für einen klimaneutralen Gebäudebestand, dürfte es zudem à la longue kaum möglich sein, eine aus dem Bundeshaushalt finanzierte Förderung aufrecht zu erhalten. Eine Option ist die bundesweite Einbeziehung des Gebäudebestandes in das EEWärmeG.

Für den Verkehr sollte die Bundesregierung ihre bisher eher vage ausgestaltete Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie im Zuge der Verkehrsprognose zeitnah fortschreiben und sehr viel konkreter ihre Vorstellungen darstellen, welche Meilensteine auf dem Weg zur CO₂-neutralen Mobilität bis zum Jahr 2030 erreicht werden sollen. Denn abgesehen vom Ziel, einen Fahrzeugbestand von 6 Millionen Elektrofahrzeugen bis 2030 zu erreichen, bestehen keine quantitativen Orientierungen oder auch Differenzierungen zwischen Batterie- und Brennstoffzellen-betriebenen Fahrzeugen. Seitens der regenerativen Kraftstoffe gilt es, Alternativen zu Biokraftstoffen der ersten Generation zu entwickeln. Optionen sind z. B. Biomethan, Biomass-to-Liquid-Kraftstoffe und strombasierte Kraftstoffe wie Power-to-Gas oder Power-to-Liquid. Die Bundesregierung setzt hier vor allem auf Forschung, Entwicklung und Demonstration, allerdings bedarf es auch einer Markteinführungsstrategie, um die erheblichen Kostenreduktionspotenziale erschließen zu können, was vor allem über eine Kommerzialisierung möglich wäre. Verschiedenste Initiativen haben dazu Konzepte entwickelt, die von der Bundesregierung geprüft werden sollten.

Kraftwerke und Netze

Die Expertenkommission begrüßt es, dass der Fortschrittsbericht 2014 seine letztjährige Empfehlung aufgegriffen hat, die Leistungsbilanz zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast als ein zentrales Kriterium für die Stromversorgungssicherheit zu verwenden. Nach diesem Konzept wird die als gesichert anzunehmende Erzeugungsleistung mit der voraussichtlich höchsten zu deckenden Last in Deutschland gegenübergestellt. Die Elektrizitätsversorgung wäre gesichert, wenn die verbleibende Leistung positiv ist (Überdeckung). Für den Zeitraum 2014 bis 2016 schätzt der Fortschrittsbericht 2014 eine Überdeckung von mehr als 10 GW, allerdings spricht er an mehreren Stellen etwas missverständlich von Überkapazitäten. Die bestehende Überdeckung sollte zusammen mit den geplanten Zubauten an gesicherter Leistung in der Gesamtbilanz für

Deutschland ausreichen, um das bevorstehende Abschalten weiterer Kernkraftwerke gewährleisten zu können.

Die verschiedenen Berechnungen gelangen zu unterschiedlichen Überdeckungsraten. Es bedarf also einer methodischen Diskussion. So bemängelt der Fortschrittsbericht zu Recht, dass bei der Erstellung der Leistungsbilanz bislang eine ausschließlich nationale Betrachtung vorgenommen wird, trotz des intensiven und perspektivisch steigenden Stromaustausches mit dem Ausland. Daher ist das Postulat zu unterstützen, die Methodik der Leistungsbilanzierung in internationaler Kooperation zu überarbeiten.

Auch die im Grünbuch 2014 getroffenen Aussagen zu Kraftwerken und Netzen können als eine zutreffende Analyse bewertet werden. Besonders bemerkenswert sind die Hinweise in Kapitel 1 und Kapitel 4, wonach primär die Bilanzkreise – und damit nicht die Netzbetreiber – für die Stromversorgung verantwortlich sind. Entsprechend fordert der Gesetzgeber von den Bilanzkreisverantwortlichen Bilanzkreistreue und erlaubt bei eventuellem Fehlverhalten eine fein abgestufte Sanktionierung. Mit dieser Festlegung sind natürlich auch die Überlegungen zur Weiterentwicklung des Strommarkts vorgezeichnet.

Auch die Netzbetreiber haben im Rahmen der von ihnen zu erbringenden Systemdienstleistungen wichtige Funktionen bei der Gewährleistung einer gesicherten Elektrizitätsversorgung. Die im Grünbuch 2014 vorgeschlagene situationsbasierte Ausschreibung von Regelleistung kann einen Beitrag dazu leisten, um kritische Versorgungssituationen wie diejenige im Frühjahr 2013 künftig zu vermeiden.

Dem Kraftwerke-Monitoring der BNetzA zufolge ist in Deutschland insgesamt vorerst kein Kapazitätsengpass erkennbar. Bei regionaler Betrachtung gilt dies jedoch nicht. Im süddeutschen Raum sind derzeit etwa 1,1 GW Erzeugungskapazität im Bau, während bis Ende 2017 insgesamt 6,8 GW Erzeugungskapazitäten stillgelegt werden sollen. Davon haben Kraftwerke mit einer Gesamtkapazität von 3,9 GW eine endgültige Stilllegungsanzeige abgegeben, von denen wiederum 1 GW als systemrelevant genehmigt wurden und damit zur strategischen Kraftwerksreserve gehören.

Die bestehenden Stromübertragungskapazitäten reichen bekanntlich nicht aus, um die sich hier abzeichnende Versorgungslücke zu decken. Zwar haben sich die jährlichen Netzinvestitionen der Übertragungsnetzbetreiber seit 2011

verdreifacht, doch bei dem aktuellen Ausbautempo werden viele der 23 EnLAG-Projekte kaum noch im laufenden Jahrzehnt fertiggestellt werden können, ganz zu schweigen von den geplanten Gleichstromtrassen zwischen Nord- und Süddeutschland, gegen die sich erheblicher politischer Widerstand entwickelt hat. Deshalb müssen die Übertragungsnetzbetreiber in zunehmendem Umfang Redispatch-Maßnahmen ergreifen. Das Grünbuch stellt zutreffend fest, dass dies kein Dauerzustand sein kann und es ohne den Netzausbau zu einer Aufteilung der Stromhandelszone kommen müsste (Market Splitting).

Dabei zerfällt die normalerweise einheitliche deutsche Preiszone bei einem Netzengpass in mehrere Preiszonen, zurzeit vermutlich in eine Nord- und eine Südzone. Unter der Annahme, dass in der Nordzone ausreichend Elektrizität bereitsteht, in der Südzone aber ein Erzeugungsmangel herrscht, sorgt ein unterschiedliches Preisniveau in jeder der beiden Zonen für einen kurzfristigen Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage. Die Großhandelspreise wären dabei in der Südzone tendenziell höher als in der Nordzone. Entsprechende Erwartungen der Marktteilnehmer würden mittelfristig Kraftwerksinvestitionen in der Südzone initiieren, während sie in der Nordzone gebremst würden. Auch wäre eine Verlagerung stromintensiver Industrieprozesse in die Nordzone nicht auszuschließen. Im Unterschied zum Redispatch werden mit dem Market Splitting die Kosten unzureichender Leitungskapazitäten dem Verursacherprinzip entsprechend regional gezielt zugewiesen. Alles zusammengekommen würde das Market Splitting die Problematik unzureichender Übertragungsnetze mit der Zeit beseitigen. Das ist mit Redispatch nicht möglich.

Sollte es nicht gelingen, den bestehenden Rückstand im Netzausbau zu überwinden, könnte im Extremfall auch ein Szenario drohen, in dem Kernkraftwerke in Süddeutschland der strategischen Netzreserve zugewiesen werden, auch wenn das der aktuellen Rechtslage widerspricht. Die Expertenkommission ist der Meinung, dass dieses Szenario auf jeden Fall verhindert werden muss, denn der Kernenergieausstieg ist eines der beiden Oberziele der Energiewende, und diese sollten nicht gefährdet werden.

Energieforschung und Innovation

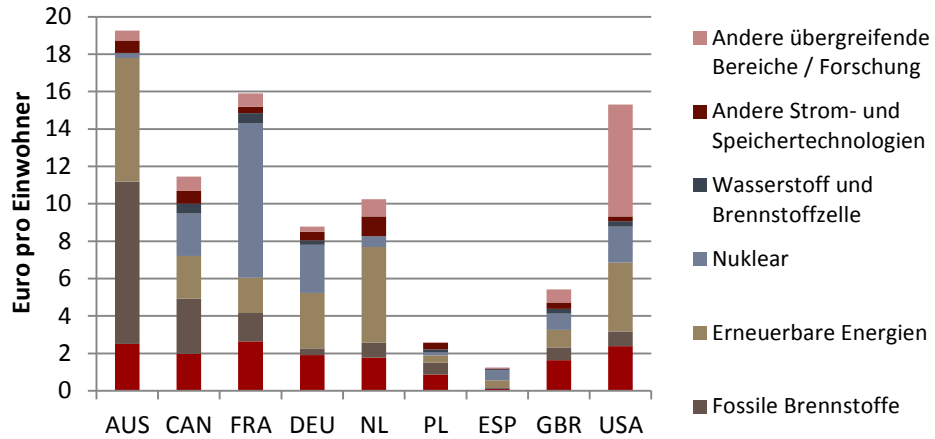
Mit der erfolgreichen Umsetzung der Energiewende sind Chancen in Bezug auf die Modernisierung der deutschen Volkswirtschaft verbunden. Dies ergibt sich daraus, dass die Innovationstätigkeit in den Bereichen Umwelt und Energie

offenbar mit dem bestehenden Leistungs- und Wettbewerbsprofil Deutschlands kompatibel ist und somit auf einem breiten Fundament aufsetzt. Eine verstärkte Innovationstätigkeit sollte nicht nur die heimische Wirtschaft stärken, sondern auch auf die Weltwirtschaft ausstrahlen. Es gibt zahlreiche Beispiele dafür, dass mit der Energiewende Innovationen mit einer entsprechenden Wirkung ausgelöst wurden, wobei teilweise sehr heterogene Transmissionsmechanismen beobachtet werden können. Eine Verallgemeinerung ist deshalb schwierig.

Schon in den vergangenen Berichten hatte die Expertenkommission den Versuch unternommen, die mit der Energiewende verbundenen Innovationswirkungen durch ein Bündel von Indikatoren zu beschreiben. Neben den staatlichen F&E-Ausgaben und dem Anteil von Private Equity Mitteln zugunsten von Energieinnovationen umfasste der Vorschlag den Anteil der Energieeffizienzpatente sowie den Anteil der Patente zu erneuerbaren Energien an allen deutschen Patenten. Diesem Vorschlag folgt der Fortschrittsbericht 2014 in wesentlichen Teilen. Dort werden auch die Probleme dieses Ansatzes deutlich. Beispielsweise fehlen die privaten F&E-Ausgaben zugunsten von Energieinnovationen, da es eine belastbare statistische Datengrundlage dafür derzeit nicht gibt.

Bei einem internationalen Vergleich der staatlichen F&E-Förderung pro Einwohner nur für Energietechnologien zeigt sich, dass Deutschland eher im mittleren Bereich bei den Forschungsausgaben liegt (siehe Abbildung). Bei der Frage, ob, in welchem Umfang und in welche Richtung Forschungsausgaben in der Energieforschung ausgeweitet werden sollen, ist nicht generell zu beantworten, da der genaue Ansatzpunkt und die Stufe im Innovationsprozess, in der staatliche Ausgaben getätigt werden, wichtig für deren effizienten Einsatz sind. Vergleichende empirische Abschätzungen zum Umfang der erwünschten Forschungstätigkeit aus gesamtwirtschaftlicher Sicht fehlen jedoch.

Abbildung: Staatliche F&E-Ausgaben in Euro pro Einwohner in 2012



Weil mit F&E-Ausgaben, Patenten und Venture-Kapital allein die mit der Innovationstätigkeit verbundenen gesamtwirtschaftlichen Chancen nur unzureichend erfasst werden können, schlägt die Expertenkommission eine Erweiterung des quantitativen Indikatoren-Bündels um Diffusionsindikatoren vor. Im Zentrum stehen die mit Learning-by-doing verbundenen Kostensenkungen von einzelnen Technologien. Als Beispiel können die damit verbundenen aggregierten technologiespezifischen Kostenvorteile den technologiespezifischen jährlichen Ausgaben – bei Erneuerbaren-Technologien etwa die jährlichen Differenzkosten – gegenübergestellt werden.

Eine überschlagsmäßige Abschätzung legt nahe, dass ohne die in Deutschland getätigten PV-Investitionen und die damit ausgelösten Lerneffekte die durchschnittlichen globalen Investitionskosten heute noch nicht auf unter 2.000 Euro je Kilowatt installierte Leistung gefallen wären. Sofern unterstellt wird, dass die im Rest der Welt installierte PV-Kapazität ihren heutigen Wert von rund 70 GW (2012) erreicht hätte, selbst wenn in Deutschland kein PV-Zubau stattgefunden hätte, lägen die spezifischen PV-Investitionskosten um rund 30 % über den aktuellen Werten. Ohne den vom EEG ausgelösten Lerneffekt hätten die im Jahre 2012 im Ausland getätigten PV-Investitionen ein Finanzvolumen von 40 Mrd. Euro zusätzlich erfordert. Dieser Lerneffekt übersteigt die von den deutschen Elektrizitätsverbrauchern im Jahr 2012 finanzierten EEG-Vergütungszahlungen um mehr als das 5-Fache. Die Expertenkommission

sion hält diesen Lerneffekt für einen geeigneten Indikator, der die innovati-
onsbezogenen Vorteile des PV-Ausbaus charakterisiert.

Energiepreise und Energiekosten

Die Expertenkommission ist nach wie vor davon überzeugt, dass die aggregier-
ten Letztverbraucherausgaben für Energie einen guten Indikator für die allge-
meine Bezahlbarkeit darstellen. Dies ermöglicht zudem die einzelnen Kompo-
nenten der Ausgaben und deren Veränderung über die Zeit zu betrachten.
Bedingt durch den Anstieg der Netzentgelte und der EEG-Kosten sind die
Letztverbraucherausgaben deutlich gestiegen, eine Entwicklung, die durch
sinkende Großhandelsstrompreise nicht vollständig kompensiert wurde. Der
von der Expertenkommission vorgeschlagene Indikator der aggregierten Letzt-
verbraucherausgaben für Strom steigt in Folge dessen von 2,5 % im Vorjahr
auf 2,6 % des Bruttoinlandsprodukts.

Tabelle: Struktur der Letztverbraucherausgaben für Elektrizität

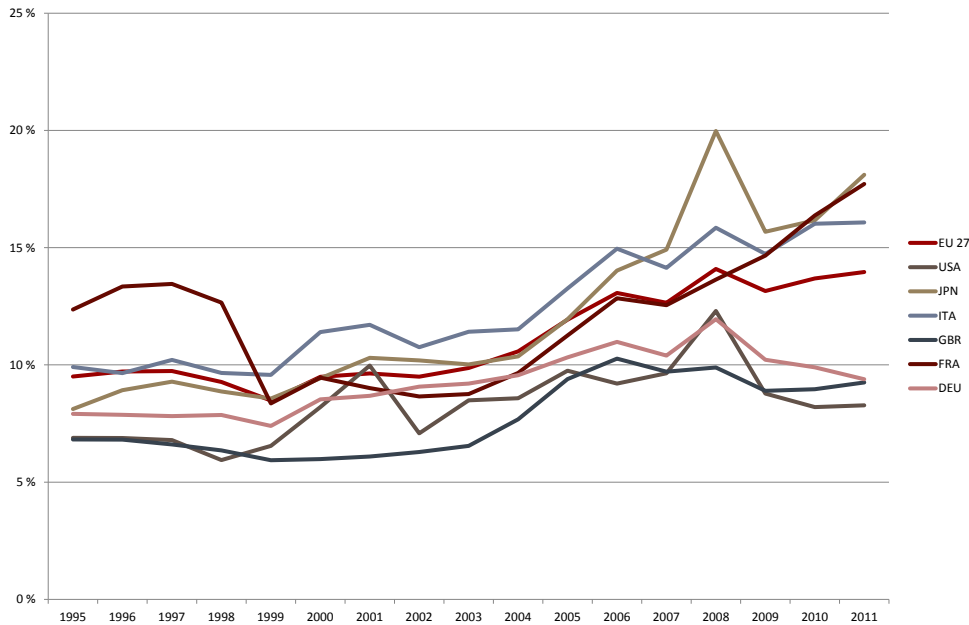
	2010	2011	2012	2013
	[Mrd. Euro]			
Gesamtausgaben [1]	60,9	63,6	64,3	70,4
Staatlich induzierte Elemente	17,2	23,0	23,3	30,0
Davon				
Stromsteuern [2]	6,4	7,2	7,0	7,0
Konzessionsabgaben [3]	2,1	2,2	2,1	2,1
EEG-Umlage (Differenzkosten) [4]	8,3	13,4	14,0	19,8
KWK-G [5]	0,4	0,2	0,3	0,4
Offshore Umlage (§ 17F ENWG) [6]	-	-	-	0,8
Staatlich regulierte Elemente	16,9	17,6	19,0	21,2
Davon				
Netzentgelte Übertragungsnetz [7]	2,2	2,2	2,6	3,0
Netzentgelte Verteilnetz [8]	14,7	15,4	16,4	18,2
Marktgetriebene Elemente	26,8	23,1	22,0	19,2
Davon				
Marktwert EEG-Strom [9]	3,5	4,4	4,8	4,2
Erzeugung und Vertrieb [10]	23,3	18,6	17,2	15,0

Neben der generellen Bezahlbarkeit sind auch Unterschiede in den jeweiligen
Energiepreisen zu beachten. Zu den Ursachen gehören unter anderem Aus-
nahmeregelungen im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregelung des EEG.
Außerdem ist der Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien mit einem
Entlastungseffekt verbunden. Durch die Integration Deutschlands in den euro-
päischen Strombinnenmarkt gibt es den Merit-Order-Effekt vermutlich auch in
anderen europäischen Ländern. Die Expertenkommission hatte in ihren letzten

Stellungnahmen bereits angeregt, dass Unternehmen sich zumindest in Höhe des Merit-Order-Effekts an den Kosten der erneuerbaren Energien beteiligen sollten. Bei einem Spillover des Merit-Order-Effekts auf andere europäische Märkte wäre der Beitrag der entlasteten Unternehmen um die Höhe des Merit-Order-Effekts im Ausland zu reduzieren.

Ein bloßer Vergleich der Energiepreise greift zu kurz. Es müssen auch die tatsächlichen Energiekosten der Unternehmen berücksichtigt werden. Diese werden im Fortschrittsbericht 2014 anhand des Anteils der Energiekosten an der sektoralen Bruttowertschöpfung dargestellt. Die Expertenkommission empfiehlt, auf diesem Ansatz aufzubauen und den Indikator „Energiestückkosten“ zusätzlich international zu vergleichen. Dabei erweisen sich die Energiekosten im verarbeitenden Gewerbe Deutschlands insgesamt immer noch moderat im Vergleich zu anderen Ländern. Die Energiestückkosten für das verarbeitende Gewerbe weisen über den Zeitverlauf eine ähnliche Höhe wie die der USA und Großbritannien auf und liegen unter dem Mittelwert für die Europäische Union (EU 27). Ab 2008 ist zudem ein Abwärtstrend erkennbar, entgegen dem leicht steigenden Trend des europäischen Mittelwerts. Die Spanne zwischen der EU und Deutschland wächst entsprechend (siehe Abbildung).

Einzelne Wirtschaftssektoren im Verarbeitenden Gewerbe sind sehr heterogen. Deshalb gilt die Aussage zu moderaten Energiestückkosten im internationalen Vergleich nicht für alle Sektoren und auch vor allem nicht innerhalb von Sektoren, so dass eine detailliertere Betrachtungsweise empfehlenswert ist. Für Aussagen über die Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen müssen neben den Energiekosten weitere Faktoren berücksichtigt werden. Dazu gehören Unterschiede im jeweiligen Regulierungsrahmen und klassische Standortfaktoren, wie z. B. das jeweilige (Unternehmens-) Steuersystem, das Lohnniveau und die Qualität des Personals auf dem jeweiligen Arbeitsmarkt.

Abbildung: Energiestückkosten im Verarbeitenden Gewerbe

Zudem ist die Wettbewerbsintensität, vor allem die Einfachheit des Marktzutritts, entscheidend. Denn steigende Energiekosten haben nur einen geringen Einfluss auf die (industrielle) Wettbewerbsfähigkeit, wenn diese Steigerungen dauerhaft auf die Konsumenten überwältigt werden können. Dies festzustellen und damit die Auswirkungen von Kostensteigerungen zu bewerten, ist mit einer alleinigen Beschreibung und dem Vergleich von Energiekosten nur schwer zu leisten. Deshalb sind zusätzlich zu einem rein faktenbasierten Monitoring tieferegehende Analysen erforderlich, durch die Energiekosten umfassender erfasst (siehe Diskussion um Merit-Order-Effekt), sektoral disaggregiert, im Zeitablauf betrachtet und international gegenübergestellt werden können.

Gesamtwirtschaftliche Effekte

Die im Fortschrittsbericht 2014 ausgewiesenen volkswirtschaftlichen Effekte sind aus Sicht der Expertenkommission eher marginal. Dies liegt jedoch daran, dass der Fortschrittsbericht gesamtwirtschaftliche Wirkungen der Energiewende erst mit dem Jahr 2010 betrachtet. Zwar wurde die Energiewende formal erst im Jahr 2010 (Energiekonzept) und dem Jahr 2011 (Kernenergieausstieg) ausgerufen, doch bringt die Öffentlichkeit die ab dem Jahr 2000 (Einfüh-

rung des EEG) ausgelösten Investitions- und Kosteneffekte mit dem Umbau der Elektrizitätserzeugung in Verbindung. Daher sollte die volkswirtschaftliche Analyse der Energiewende mit dem Jahr 2000 beginnen. Das kontrafaktische Szenario „keine Energiewende“ würde damit auf der Annahme beruhen, dass es seit 2000 weder zu einer primärenergie- noch einer stromseitigen Vergrößerung des Anteils der erneuerbaren Energien gekommen sei.

Die Expertenkommission konzentriert ihre Überlegungen zu den gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen der Energiewende auf den Elektrizitätssektor, weil hier der bislang bedeutendste Effekt zu vermuten ist. Wenn am Bestandschutz für die gesetzlichen EEG-Vergütungen festgehalten wird, haben alle bisher errichteten EEG-Anlagen noch für einen mehr oder weniger langen Zeitraum Anspruch auf eine Mindestvergütung von kumuliert rund 250 Mrd. Euro. Soweit mit den erneuerbaren Investitionen der letzten Jahre kein privater Konsum und keine privaten Investitionen verdrängt worden sind, handelt es sich um eine binnenländische Zusatznachfrage mit positiven Wirkungen auf Wachstum und Beschäftigung (gesamtwirtschaftlich äquivalent zu Deficit Spending). Auch der Anstieg der Handelsbilanz-Überschüsse in den letzten Jahren könnte zumindest partiell auf der Energiewende beruhen (z. B. Substitution von Energieimporten durch heimische Wertschöpfung) und muss nicht allein eine Folge anderer Wettbewerbsvorteile sein (zurückhaltende Lohnentwicklung, relative Schwäche des Euro gegenüber anderen Währungen etc.).

In den kommenden Jahren dürften die positiven Wachstumseffekte des EEG allerdings entfallen oder sich sogar in ihr Gegenteil verkehren. Dies liegt unter anderem an sinkenden spezifischen Ausgaben für EEG-Anlagen und gleichzeitig noch weiter steigenden jährlichen EEG-Umlagen. In dem Maße, wie die EEG-Umlage die jährlichen EEG-Neuinvestitionen übersteigt, kommt es zu einer Reduktion des mit dem EEG verbundenen gesamtwirtschaftlichen Defizits und damit einer gesamtwirtschaftlichen Nachfragekontraktion. Es gibt daher plausible Gründe für die Vermutung, dass sich der bisher positive Wachstums- und Arbeitplatzeffekt der Energiewende in den kommenden Jahren in sein Gegenteil verkehrt – es sei denn, neue volkswirtschaftlich über zusätzliche Schulden finanzierte Programme, etwa zur Förderung der Energieeffizienz oder einer Speicher-Infrastruktur, würden diesen Negativtrend umkehren.

Gesellschaftliche Wirkungen der Energiewende

Die gesellschaftlichen Wirkungen der Energiewende sind ein zentrales Element für deren Erfolg oder Misserfolg. Die folgenden Ausführungen beschränken sich auf Fragen der gesellschaftlichen Akzeptanz. Daneben gibt es vielfältige Verteilungswirkungen, die von großer Bedeutung sind und in der Zukunft eingehender behandelt werden sollten. In der letztjährigen Stellungnahme wurde diesbezüglich beispielsweise das Problem der Energiearmut diskutiert.

Es würde zu kurz greifen, wenn man Akzeptanz lediglich im Sinne einer positiven Bewertung durch den Bürger und eines ausbleibenden Widerstands gegen Energiewendeprojekte versteht. Die Expertenkommission empfiehlt, den Akzeptanzbegriff mit Blick auf die Energiewende geeignet zu präzisieren und daran anknüpfend eine Bewertung der Situation vorzunehmen.

Im Fortschrittsbericht 2014 präsentiert die Bundesregierung eine selektive Auswahl an Befragungsergebnissen, die allgemein hohe Zustimmungswerte zur Energiewende erkennen lassen – wenngleich mit abnehmender Tendenz. Mehr als zwei Drittel der Bürger äußern sich immer noch positiv zur Energiewende, auch wenn sie nach eigener Einschätzung aktuell die größten Lasten selbst tragen. Allerdings zeigen viele Umfragen auch eine Unzufriedenheit mit der Umsetzung der Energiewende.

Der seitens der Bundesregierung hervorgehobene Zusammenhang von Akzeptanz mit der Entwicklung der Energiekosten ist durch Studien belegt, greift aber aus Sicht der Expertenkommission zu kurz. Es spielen alle Ziele des energiepolitischen Zieldreiecks - Bezahlbarkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit – eine Rolle. Hinzu kommen ein (eventuell nicht vorhandenes) Vertrauen in die Akteure der Energiewende sowie ein (gefühltes) Gerechtigkeitsdefizit. Hier könnte eine stärkere Einbindung der Bürger (Partizipation) helfen.

Die zweite Ebene der Akzeptanzproblematik steht in Verbindung mit einzelnen Maßnahmen, etwa dem Bau einer Hochspannungsleitung. Solche Projekte erzeugen bei einigen Bürgern das Gefühl, zugunsten der Energiewende einen individuell besonderen Nachteil tragen zu müssen. Die Bundesregierung hat im Fortschrittsbericht 2014 neue Maßnahmen zur Steigerung der Akzeptanz konkreter Projekte der Energiewende angekündigt. Aus Sicht der Expertenkommission lassen die Vorschläge jedoch einen analytischen Unterbau vermis-

sen und sind oftmals auch wenig konkret. In diesem Sinne sollte die Akzeptanz der Energiewende nicht allein auf Basis von Umfrageergebnissen betrachtet werden, sondern auch Untersuchungen zu tatsächlichem Handeln umfassen.

Inhalt

Inhalt.....	i
Abbildungen	v
Tabellen	vii
0 Vorwort	1
1 Monitoring-Prozess als Element der Energiewende.....	5
1.1 Monitoring- und Fortschrittsbericht.....	6
1.2 Zielhierarchisierung	7
1.3 Zielverfehlung bei der Treibhausgasemissionsminderung	8
1.4 Governance des Monitoring-Prozesses	11
1.5 Indikatorik im Fortschrittsbericht	13
2 Nutzung modellbasierter Analysen im Monitoring-Prozess.....	21
2.1 Energieszenarien und die Darstellung der Zielerreichung	22
2.2 Anforderungen an Modellanalysen	28
3 Bewertung von Maßnahmen	39
3.1 Maßnahmenevaluation im Rahmen des Fortschrittsberichts	40
3.2 Methoden evidenzbasierter Evaluation	41
3.3 Anforderungen an evidenzbasierte Analyse.....	43
3.4 Maßnahmenbewertung in modellbasierten ex-ante Analysen.....	44
3.5 Analyse der ursächlichen Wirkung	46
3.6 Beispiel: Evaluation der Stromsteuer	50
3.7 Beispiel: Verordnung über Vereinbarung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV)	54
3.8 Beispiel: Einspeisevergütungen für Windkraftanlagen	57
4 Treibhausgasemissionen.....	59
4.1 Entwicklungstrends.....	60

4.2	Maßnahmen zum Erreichen der Minderungsziele für Treibhausgase	61
5	Energieverbrauch und Energieeffizienz	67
6	Energieeffizientes Bauen und Sanieren	79
6.1	Maßnahmen.....	84
6.2	Das KfW-Gebäudesanierungsprogramm	89
7	Verkehr	99
8	Erneuerbare Energien	107
8.1	Ziele zum Ausbau bis zum Jahr 2020	108
8.2	Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.....	111
8.3	Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien	120
8.4	Erneuerbaren Energien im Verkehr	124
8.5	Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch ...	128
8.6	Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien über 2020 hinaus	129
9	Kraftwerke und Netze	139
9.1	Kraftwerke.....	140
9.2	Kraft-Wärme-Kopplung.....	143
9.3	Grünbuch des BMWi	146
9.4	Stromübertragungsnetze	147
10	Energieforschung und Innovation	151
10.1	Indikatoren zur Messung von Innovationstätigkeit	151
10.2	Aussagen des Fortschrittsberichts	154
10.3	Erweiterte Betrachtung der Indikatorik.....	158
10.4	Systemische Erfassung von Innovationen.....	161
10.5	Beschreibung von Kostensenkungen mithilfe von Lernkurven	168

11	Energiepreise und Energiekosten	173
11.1	Elektrizitätswirtschaftliche Gesamtrechnung.....	174
11.2	Energiepreise	179
11.3	Energiekosten	187
11.4	Wettbewerbsfähigkeit	193
11.5	Handlungsempfehlungen	194
12	Gesamtwirtschaftliche Effekte.....	197
12.1	Aussagen des Fortschrittsberichts.....	198
12.2	Ungeeignete Gegenüberstellung von Szenarien	199
12.3	Das EEG als zusätzlicher Nachfrageimpuls aus dem Inland.....	200
12.4	Das EEG als zusätzlicher Nachfrageimpuls aus dem Ausland.....	202
12.5	Empfehlungen.....	204
13	Gesellschaftliche Wirkungen der Energiewende.....	207
13.1	Definition der Akzeptanz	208
13.2	Studienüberblick	209
13.3	Akzeptanzproblematik aus Sicht der Expertenkommission	212
13.4	Verteilungsdimensionen.....	216
14	Literatur	219

Abbildungen

Abb. 2-1: Übersicht Energiemodelle	29
Abb. 3-1: Schematischer Aufbau einer Quasi-experimentellen Studie.....	49
Abb. 3-2: Die Funktion des marginalen Steuersatzes in Abhängigkeit vom Elektrizitätsverbrauch im Jahr 2005	52
Abb. 3-3: Effekt der Reduktion des marginalen Steuersatzes ab 25 MWh auf verschiedene Zielwerte im Jahr 2005.....	54
Abb. 4-1: Entwicklung der Treibhausgasemissionen von 1990 bis 2013 und Ziele bis 2050	61
Abb. 6-1: Temperaturbereinigter Endenergiebedarf der Wohn- und Nicht-Wohngebäude.....	83
Abb. 7-1: Entwicklung des Energieverbrauchs im Verkehr	100
Abb. 7-2: Energieverbrauch und spezifische Verbrauchswerte im Straßenpersonen- und Straßengüterverkehr von 1991 bis 2013	101
Abb. 8-1: Entwicklung der Anteile erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch (unbereinigte Werte) und Zielsetzungen bis zum Jahr 2025	109
Abb. 8-2: Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2020 in Abhängigkeit von den erzielten Fortschritten im Bereich Energieeffizienz.....	110
Abb. 8-3: Ausbaubedarf Wind onshore bei Einhaltung des Ausbaukorridors gemäß § 3 EEG 2014 unter Berücksichtigung zu erwartender Stilllegungen.....	113
Abb. 8-4: Jährlicher Zubau der Photovoltaikleistung in Deutschland (ab 2014 Trendentwicklung) und Entwicklung der Zubaukorridore nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz	119
Abb. 8-5: Erwartete Entwicklung der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2020.....	124
Abb. 8-6: Entwicklung des Anteils der erneuerbaren Energien im Verkehrssektor.....	126

Abb. 9-1: Inbetriebnahme von konventionellen Kraftwerken	141
Abb. 10-1: Beispiel für ein Indikatorenbündel.....	153
Abb. 10-2: Ausgaben des Bundes für Forschung und Entwicklung nach Förderbereichen in 2012.....	155
Abb. 10-3: Staatliche F&E-Ausgaben in Euro pro Einwohner in 2012	156
Abb. 10-4: Auswirkungen energiewendeinduzierter Innovation auf Ebene der Wirtschaftssektoren (schematische Darstellung).....	163
Abb. 10-5: Schematische Wertschöpfungskette	165
Abb. 11-1: Energiepreise, Energiekosten und Wettbewerbsfähigkeit	178
Abb. 11-2: Strompreise für Haushaltskunden	179
Abb. 11-3: Strompreise für nicht-begünstigte Gewerbe- und Industriekunden	180
Abb. 11-4: Energiestückkosten im Verarbeitenden Gewerbe (ohne Kokerei und Mineralölverarbeitung).....	189
Abb. 11-5: Energiestückkosten im Sektor "Chemie und chemische Produkte"	190
Abb. 11-6: Energiestückkosten im Sektor "Textil und Textilprodukte"	191
Abb. 11-7: Kostenanteil von Erdgas und Rohöl an der Bruttowertschöpfung im Sektor "Chemie und chemische Produkte"	192
Abb. 11-8: Anteil der Kosten für Elektrizität, Gas und Wasserdampf an der Bruttowertschöpfung im Verarbeitenden Gewerbe (ohne Kokerei und Mineralölverarbeitung).....	193
Abb. 13-1: Spektrum von Bewertung und Handlung.....	209
Abb. 13-2: Relevanz von Aspekten der Elektrizitätsversorgung.....	214

Tabellen

Tab. 1-1: Vergleich der Indikatoren-Sets der Bundesregierung 2013 und 2014	15
Tab. 3-1: Methoden zur Analyse von Politikmaßnahmen	42
Tab. 5-1: Trends und Ziele im Bereich der Energieeffizienz	72
Tab. 6-1: Ziele der Bundesregierung im Gebäudebereich nach Energiekonzept und nach angepasster Definition.....	81
Tab. 6-2: Förderung nach Energiehausstandard des Programms "Energetisches Sanieren" für das Jahr 2012.....	95
Tab. 8-1: Ziele zu erneuerbaren Energien	108
Tab. 9-1: Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung von 2003 bis 2013	144
Tab. 11-1: Struktur der Letztverbraucherausgaben für Elektrizität	175

0 Vorwort

1. Das vorliegende Dokument ist die Stellungnahme zum ersten Fortschrittsbericht und zum jährlichen Monitoring-Bericht der Bundesregierung. Im Fortschrittsbericht 2014 soll im Unterschied zu den rein faktenbasierten und vergangenheitsbezogenen Monitoring-Berichten eine weitreichendere Beurteilung zukünftiger Entwicklungen sowie eine tiefergehende Analyse der Ursache-Wirkungs-Zusammenhänge der existierenden wie der künftig zur Zielerfüllung noch notwendigen Maßnahmen stattfinden. Aus Sicht der Expertenkommission sind dies wichtige Bestandteile des Prozesses und für die zielorientierte und erfolgreiche Weiterführung der Energiewende unerlässlich. Auftragsgemäß verzichtet unser Bericht auf den Versuch, eigene prognostische Aussagen vorzulegen, soweit dies den Einsatz von Modellen bedeutet, sowie auf die eigenständige fundierte Evaluation von Maßnahmen. Allerdings betrachten wir die vermutlichen Auswirkungen der getroffenen wie der vorgesehenen energie- und umweltpolitischen Entscheidungen im Hinblick auf die perspektivische Zielerreichung und nehmen Stellung zur Methodik und zu den Ergebnissen des Fortschrittsberichts und Monitoring-Prozesses.

2. Beim Fortschrittsbericht 2014 wird erstmals im Monitoring-Prozess der Fokus der Stellungnahme weniger auf die Einschätzung der verwendeten Indikatorik gelegt, sondern insbesondere auch die Evaluation von bestehenden Maßnahmen und die Zielerreichung diskutiert. Die Indikatorik ist in etlichen Bereichen weit fortgeschritten. In diesem Zusammenhang betont die Expertenkommission ihre früheren Empfehlungen zum Umgang mit den Indikatoren und unterbreitet Vorschläge zu deren weiterführender Verfeinerung. Daneben wird in der Stellungnahme zum Fortschrittsbericht insbesondere verstärkt auf die Bewertung der künftigen Entwicklung, mögliche Zielverfehlungen und die Evaluierung bestehender und zukünftiger Maßnahmen zur Schließung von Lücken bei den Energiewende-Zielen abgehoben.

3. Dabei werden das Energiekonzept und dessen Ziele als Grundlage für den Monitoring-Prozess herangezogen. Diese Grundlage wird auch durch die Ausführungen der Bundesregierung im Fortschrittsbericht 2014 bestätigt. Die dem Fortschrittsbericht zugrundeliegenden Maßnahmenevaluationen und Szenarioanalysen werden in der Stellungnahme einer tieferen Betrachtung unterzogen. Hierzu werden im Bericht der Bundesregierung oftmals insbeson-

dere die Ergebnisse von Analysen hervorgehoben. Die Expertenkommission sieht sich verpflichtet, genauer zu betrachten – soweit dies möglich ist –, auf welchen methodischen Grundlagen die Ergebnisse hergeleitet wurden und welche Rückschlüsse gezogen werden können.

4. Die Gliederung dieser Stellungnahme ist nicht wie der Fortschrittsbericht 2014 in mehrere Teile unterteilt. Die vergangenheits- und zukunftsbezogenen Perspektiven werden innerhalb des jeweiligen Themenfeldes zusammen diskutiert. Unserer Meinung nach ermöglicht dies eine kompaktere Kommentierung der wichtigen vergangenen Entwicklungen und möglichen Entwicklungen in der Zukunft. Daher korrespondiert unsere Gliederung nicht in allen Punkten mit der des Fortschrittsberichts 2014. Die vorliegende Stellungnahme bezieht - soweit historische Daten verwendet werden - die Entwicklung bis einschließlich zum Jahr 2013 ein. Damit entspricht der Zeithorizont dem faktenbasierten Teil des Fortschrittsbericht 2014.

5. In Folge der politischen Abstimmung zum Aktionsprogramm Klimaschutz 2020, dem Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) sowie dem Fortschrittsbericht 2014 lagen der Expertenkommission wichtige Informationen des Fortschrittsberichts selbst zwei Wochen vor Abgabe der Stellungnahme nicht vor. So wurde uns etwa der NAPE erst am 12. November 2014 zugeschickt. Das Kapitel zum Aktionsprogramm Klimaschutz im Fortschrittsbericht ebenso wie das Kapitel zum Verkehrsbereich wurden uns am 21. November zugänglich gemacht. Aber auch diese Dokumente enthalten noch keine schlüssige Darstellung, wie die Bundesregierung das Treibhausgasziel bis 2020 noch erreichen will. Zu diesem Zeitpunkt fehlt eine Einordnung der festgestellten Zielverfehlung, die auch unter Berücksichtigung der bestehenden und neuen Maßnahmenpakete etwa im Bereich der Energieeffizienz verbleibt. Die Expertenkommission bezieht sich daher bei ihrer Stellungnahme auf den Entwurf der Bundesregierung zum Fortschrittsbericht vom 12. November 2014, welcher so auch in die notwendige Ressortabstimmung vor dem Kabinettsbeschluss eingegangen ist. Neuere Informationen konnten keiner eingehenderen Prüfung unterzogen werden. Dies gilt auch für die neuen Maßnahmen im Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz und es gilt erst recht für das Nationale Klimaschutzprogramm. Für die Bereiche Verkehr und Treibhausgasemissionen wurde auf Basis des Fortschrittsberichts mit Stand 21. November eine kurze Einschätzung vorgenommen.

6. Der Monitoring-Bericht und die Stellungnahme der Expertenkommission haben in Politik und Öffentlichkeit einen Beitrag zur Diskussion der Zielerreichung der Energiewende ausgelöst. Wir sind sehr erfreut darüber, dass diese Diskussion angestoßen wurde. Etliche unserer Anregungen aus den letzten beiden Berichten sind von der Bundesregierung in ihrem jetzt vorliegenden ersten Fortschrittsbericht aufgenommen worden. Eine Reihe von Anregungen wurde noch nicht aufgegriffen und wird in der Folge weiter von uns bearbeitet und diskutiert.

7. Die Expertenkommission führte Gespräche über Anforderungen, Methodik und Perspektiven des Monitorings. Zu den Gesprächspartnern gehörten Vertreter insbesondere des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), des Bundeskanzleramts und des Bundesministeriums für Bildung und Forschung (BMBF). Unser Dank gilt allen Gesprächspartnern, insbesondere unseren Ansprechpartnern aus dem BMWi, für die konstruktive Zusammenarbeit. In Begleitung des Monitoring-Prozesses sowie zur Vorbereitung des ersten Fortschrittsberichts fanden Treffen mit Vertretern des BMWi, des Bundesministeriums für Umwelt, Natur, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB), der Bundesnetzagentur (BNetzA) und des Umweltbundesamtes (UBA) statt. Im Juni 2014 wurde eine gemeinsame Klausurtagung veranstaltet, auf der neben einer Nachbesprechung des zweiten Monitoring-Berichts auch die Konzeption des Fortschrittsberichts Gegenstand der Diskussion war. Hierbei hatte die Expertenkommission Gelegenheit, durch Präsentationen einen Eindruck von zwei zentralen Gutachten zu erlangen, die im Rahmen des Monitoring-Prozesses vergeben wurden.

8. Im Juli 2014 fand in Berlin ein Workshop mit Vertretern des Akademienprojekts „Energiesysteme der Zukunft“ und des „Forschungsforums Energiewende“ statt. Dies beinhaltete neben dem gegenseitigen Informationsaustausch auch Vereinbarungen zur engeren zukünftigen Kooperation. Zudem waren Mitglieder der Expertenkommission bei dem Workshop zur Diskussion der vorliegenden Klimaschutzszenarien beim BMUB im August 2014 beteiligt. Weiterhin ist der Vorsitzende der Expertenkommission Mitglied im „Forschungsforum Energiewende“ beim BMBF und im Kuratorium des Akademieprojekts „Energiesysteme der Zukunft“ der Nationalen Akademie der Wissenschaften Leopoldina, der Union der deutschen Akademien der Wissenschaften und acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaft.

9. Die vorliegende Stellungnahme hätte die Expertenkommission nicht ohne den herausragenden Einsatz ihrer wissenschaftlichen Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter erstellen können. Ein ganz herzlicher Dank geht deshalb an Robert Germeshausen, Benjamin Lutz, Philipp Massier und Sascha Rexhäuser vom Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW), Mannheim, Lars Dittmar und Fernando Oster vom Fachgebiet Energiesysteme der TU Berlin, Maike Schmidt vom Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden- Württemberg (ZSW), Stuttgart sowie Eike Karola Velten vom Ecologic Institut, Berlin.

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

Berlin, Münster, Stuttgart, 26. November 2014

Georg Erdmann

Andreas Löschel

Frithjof Staiß

Hans-Joachim Ziesing

1 Monitoring-Prozess als Element der Energiewende

Das Wichtigste in Kürze

In den letzten Jahren hatte die Expertenkommission einen Vorschlag zur Zielhierarchisierung vorgelegt, der jetzt von der Bundesregierung in ihrem Fortschrittsbericht 2014 aufgegriffen wurde. Unser Vorschlag wurde allerdings nicht eins zu eins übernommen, sondern es werden quantitative Ziele zum Klimaschutz und zum Kernenergieausstieg mit qualitativen Zielen (Wettbewerbsfähigkeit, Versorgungssicherheit) als gleichrangig definiert. Dies könnte der erste Schritt zu einer impliziten Revision der quantitativen Ziele sein. Der Bundesregierung steht eine Zielrevision frei, doch sollte dies explizit und nicht implizit erfolgen. Die Bundesregierung sollte sich der Tragweite einer solchen Entscheidung bewusst sein.

Im Fortschrittsbericht 2014 hält die Bundesregierung an den Energiewende-Zielen fest, insbesondere am Treibhausgasreduktionsziel von -40 % bis 2020 gegenüber 1990. Gleichzeitig weist sie darauf hin, dass ohne zusätzliche Maßnahmen bis zum Jahr 2020 eine deutliche Zielverfehlung resultieren würde. Selbst die in der Entwurfsfassung vom 21. November 2014 formulierten bzw. angekündigten Maßnahmen reichen jedoch noch nicht aus, um die zu erwartenden Zielabweichungen zu kompensieren. Die Zielabweichungen beruhen zum Teil auf dem Versäumnis, mit dem in 2011 beschlossenen Kernenergieausstieg gleichzeitig Kompensationsmaßnahmen für die CO₂-Mehremissionen in Kraft zu setzen. Die Expertenkommission anerkennt die Komplexität dieser Aufgabe und präsentiert im Interesse einer breiteren Diskussion eine Reihe von denkbaren Optionen.

Unsere Einschätzungen und Handlungsoptionen wurden formuliert, ohne dass die finale Fassung des Fortschrittsberichts 2014 der Bundesregierung mit den vorgeschlagenen zusätzlichen Instrumenten vorgelegen hätte. Eigentlich hätte die Expertenkommission aber genau diese konkreten Vorschläge und Absichten der Bundesregierung kommentieren sollen. Das geht natürlich nur, wenn ihr ein entsprechend ausgearbeitetes Dokument vorgelegt wird. Hier erweist sich die Governance des Energiewende-Monitorings in seiner derzeit praktizierten zeitlichen Struktur als wenig zielführend.

1.1 Monitoring- und Fortschrittsbericht

11. Die Bundesregierung stellt im Fortschrittsbericht 2014 noch einmal heraus, welche Aufgaben der Monitoring-Prozess erfüllen soll: i) einen faktenbasierten Überblick geben, ii) überprüfen, ob die formulierten Ziele erreicht werden und die bestehenden Maßnahmen wirken sowie gegebenenfalls neue Maßnahmen vorschlagen sowie iii) in den alle drei Jahre erscheinenden Fortschrittsberichten einen Ausblick auf mögliche zukünftige Entwicklungen bieten (vgl. BMWi, 2014a).

12. Bereits in der letzten Stellungnahme hat die Expertenkommission eine stärker problemorientierte Analyse der Entwicklungen der Energiewende angemahnt. Insbesondere wenn Indikatoren aufzeigen, dass Entwicklungen in einzelnen Bereichen hinter den Pfaden für die Zielerreichung zurückfallen, müssen Probleme klar benannt, Ursachen vertieft analysiert und Schlussfolgerungen für das politische Handeln gezogen werden. Nur so können die relevanten Handlungsfelder identifiziert und die politischen Prioritäten im Fortschritt der Energiewende definiert werden. Der Monitoring-Prozess der Bundesregierung kann sich so zu einem noch wichtigeren Analyseinstrument für die Energiewende weiterentwickeln.

13. Im vorliegenden Fortschrittsbericht der Bundesregierung werden die verschiedenen Aufgaben wie folgt angegangen: So wurde dargestellt, wie sich Indikatoren in der Vergangenheit entwickelt haben und in den nächsten Jahren voraussichtlich entwickeln werden. Es wird auch deutlich, in welchen Bereichen die Entwicklungen hinter die Pfade für die Zielerreichung zurückfallen. Hier wird das Ausmaß der Zielverfehlung quantifiziert. Darauf aufbauend wurden Maßnahmen benannt und analysiert, die helfen, die dargestellten Lücken zu schließen. Eine kritischere Betrachtung der beobachteten Entwicklungen und der Ursachen für die Zielverfehlungen wäre hierbei hilfreich gewesen. Besonders die Analyse der Wirkungen bestehender Maßnahmen und deren Beiträge zur Zielerreichung bleibt meist unklar: welche Entwicklungen sind auf Maßnahmen der Energiewende zurückzuführen und wie könnten diese Instrumente besser ausgestaltet werden? Schließlich wird nicht klar, welche politischen Schlussfolgerungen aus der fehlenden Zielerreichung beim Oberziel Klimaschutz und im zentralen Handlungsfeld der Energieeffizienz gezogen werden. Hier bleibt der Fortschrittsbericht aus Sicht der Expertenkommission

unbefriedigend und mit Blick auf die vielfach dokumentierten potentiellen Zielverfehlungen verbesserungsbedürftig.

1.2 Zielhierarchisierung

14. Die Expertenkommission hat in den letzten beiden Stellungnahmen darauf hingewiesen, dass eine Hierarchisierung der Ziele der Energiewende ein wichtiger Aspekt zur Verbesserung des Prozesses sowie zur Steuerung der Energiewende sein kann. Die Expertenkommission begrüßt daher ausdrücklich, dass die Bundesregierung diesen Vorschlag nun prinzipiell aufgenommen hat. Die Bundesregierung schlägt eine Gliederung der Energiewende-Ziele nach vier Ebenen vor: 1. Politische Ziele, 2. Kernziele, 3. Steuerungsziele und 4. Maßnahmenebene. Diese Gliederung spiegelt prinzipiell den Ansatz des Vorschlags der Expertenkommission wider, unterscheidet sich allerdings in zentralen Aspekten.

15. Das Energiekonzept und dessen beschleunigte Umsetzung nach dem Reaktorunglück in Fukushima scheinen für uns durch zwei Oberziele bestimmt: die Senkung der Treibhausgasemissionen um 40 % bis zum Jahr 2020 und der Ausstieg aus der Kernenergie bis zum Jahr 2022. Diese Oberziele werden durch verschiedene Unterziele flankiert und über politische Maßnahmen umgesetzt. Die Unterziele und Maßnahmen wiederum können und sollten flexibel anpassbar sein, sofern dabei die Oberziele nicht verfehlt werden.

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

17. Im Unterschied dazu benennt die Bundesregierung „Klimaziele, Kernenergieausstieg, Wettbewerbsfähigkeit, Versorgungssicherheit“ als gleichrangige politische Ziele. Diese sollen den politischen Rahmen für den Umbau der

Energieversorgung bilden. Das Ziel des Klimaschutzes ist präzisiert, nämlich u.a. -40 % Treibhausgasemissionen bis 2020. Genauso sind die Zielsetzungen beim Ausstieg aus der Kernenergie bis 2022 in der Novellierung des Atomgesetzes aus dem Jahr 2011 festgeschriebenen Ausstiegspfad festgelegt. Demgegenüber gibt es keinen quantitativen Indikatoren für die beiden anderen politischen Ziele Wettbewerbsfähigkeit und Versorgungssicherheit. Für beide Ziele hat die Expertenkommission Indikatoren vorgeschlagen, doch gibt es in diesen Fällen keine Grenzwerte jenseits derer von einer Zielverfehlung zu sprechen wäre. Auch die Bundesregierung benennt für die von ihr herangezogenen Indikatoren keine Grenzwerte. Dies würde aus unserer Sicht auch keinen Sinn machen, da das System dadurch überbestimmt und in der Konsequenz womöglich nicht umsetzbar wäre.

18. Aus Sicht der Expertenkommission besteht bei der Vermischung von quantitativen und qualitativen Zielen die Gefahr, dass es durch einen nicht transparenten Abwägungsprozess auf Ebene dieser politischen Ziele zu einer impliziten Revision der Klimaschutzziele und des Kernenergieausstiegs kommt. Der Bundesregierung steht eine Zielrevision frei, die aber wegen der zentralen Bedeutung dieser Ziele explizit erfolgen sollte. Die Bundesregierung sollte sich der Tragweite einer solchen Entscheidung bewusst sein.

1.3 Zielverfehlung bei der Treibhausgasemissionsminderung

19. Im Entwurf des Fortschrittsberichts 2014 hält die Bundesregierung an den vorgegebenen Zielen für 2020 fest, insbesondere am Treibhausgas-Reduktionsziel von -40 % gegenüber 1990. Die Erreichung des politischen Ziels der Senkung der Treibhausgasemissionen erfordert umfassende Anstrengungen. Der Fortschrittsbericht zeigt, dass das Treibhausgasemissionsziel ansonsten deutlich verfehlt wird. Die uns vorliegenden Vorschläge für weitere Maßnahmen der Bundesregierung sind zielführend die dargestellten Lücken zu adressieren. Allerdings erfolgt im uns vorliegenden Entwurf des Fortschrittsberichts noch keine ausreichende Quantifizierung der Maßnahmenvorschläge. Die uns bekannt gemachten Entwürfe des Fortschrittsberichts 2014, des Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz und des Grünbuchs Elektrizitätsmarkt sind aus Sicht der Expertenkommission – anders als aus Sicht der Bundesregierung im Entwurf des Fortschrittsberichts vom 21. November 2014 – deshalb

noch nicht geeignet, die zum Jahr 2020 erwarteten Zielabweichungen vollständig zu kompensieren.

20. Es ist dabei jedoch zu konzedieren, dass die Erreichung der Ziele des Energiekonzepts in der Tat außerordentlich komplex und extrem anspruchsvoll ist. Dies gilt insbesondere, da wegen des beschleunigten Kernenergieausstiegs im Jahr 2022 im Jahr 2020 zusätzlich (gegenüber der 2010 beschlossenen Laufzeitverlängerung) etwa 40 – 50 Mio. t CO₂ ausgestoßen werden und entsprechend zu kompensieren wären. Die damalige Bundesregierung hatte es versäumt, diesen Effekt beim CO₂-Ziel für 2020 hinreichend zu berücksichtigen und ein zusätzliches Maßnahmenpaket in Kraft zu setzen, welches die CO₂-Wirkungen des Kernenergieausstiegs hätte kompensieren können. Zur Erreichung der Ziele des Energiekonzepts schlagen wir ergänzend folgende Punkte zur Diskussion vor:

21. Maßnahmen außerhalb des Emissionshandels: Eine erhebliche Verstärkung der vorgesehenen Maßnahmen für die Sektoren außerhalb des Emissionshandels sollte von der Bundesregierung geprüft werden. Das betrifft insbesondere den Bereich der Gebäude und den Verkehrssektor. In Bezug auf die hier in Frage kommenden Maßnahmen sei beispielsweise auch auf die Politikszenerarien verwiesen (Öko-Institut, 2013), die in ihrem „Mit weiteren-Maßnahmen-Szenario“ entsprechende Anhaltspunkte gibt. Hier wäre insbesondere zu prüfen, welcher zusätzliche Beitrag realistischerweise erreicht werden kann und in welchem Zeitraum dies möglich ist.

22. Stärkung des Emissionshandels: Zusätzlich könnte die Bundesregierung auf die Europäische Union einwirken, den Emissionshandel zu stärken, beispielsweise in Form eines EU ETS-Mindestpreises, der z. B. durch die Herausnahme von Zertifikaten zu erreichen wäre. Mit einer Stärkung des Emissionshandels ist das nationale -40 %-Ziel zwar nicht gesichert, aber die Glaubwürdigkeit eines ehrgeizigen Klimaschutzes wäre dokumentiert. Allerdings könnte ein solcher Eingriff innerhalb der laufenden Emissionshandelsperiode zu Unsicherheiten führen und außerdem die Partnerländer vor die Frage stellen, warum sie zusätzliche Lasten tragen sollen, damit das deutsche Reduktionsziel vielleicht doch noch erreicht wird.

23. Maßnahmen im Stromsektor: In diesem Zusammenhang wäre zu bedenken, ob nicht angesichts der Zielverfehlungen die Förderung eines verstärkten

Ausbaus der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung zumindest teilweise die emissionssteigernden Wirkungen des Kernenergieausstiegs kompensieren sollte. Dies könnte eine weitere Steigerung der EEG-Umlage nach sich ziehen. Eine weitere Alternative wären Eingriffe in die Kohleverstromung durch die Abschaltung von Altkraftwerken. Allerdings dürften diskretionäre Eingriffe in Bestandskraftwerke (durch Emissionsgrenzen etc.) wohl nur bei Mitwirkung der betroffenen Eigentümer umsetzbar sein und wären vermutlich dementsprechend teuer. Früher oder später werden die vorzeitig stillgelegten Anlagen sowieso vom Netz gehen, und zwar ohne zusätzliche Entschädigungszahlungen. Auch führen Eingriffe im Stromsektor in Deutschland wegen der Mechanik des Europäischen Emissionshandels zu keiner Minderung der europäischen Emissionen, es sei denn, die Emissionsobergrenze (Cap) des Emissionshandels würde gesenkt oder die entsprechenden Emissionszertifikate würden vom Markt genommen. Die entsprechenden Überlegungen gelten auch für den Ende November in den Medien diskutierten Plan, auf Basis gesetzlicher Regelungen durch Stilllegung von Kohlekraftwerken 22 Mio. t CO₂ zu sparen.

24. Stilllegung von Emissionsrechten: Die Bundesregierung könnte unter den Beschränkungen des europäischen Emissionshandels das nationale CO₂-Ziel im Sinne einer flexiblen Erreichung interpretieren. Dies könnte über den Kauf und die Stilllegung von Emissionsrechten durch die Bundesregierung im Umfang der CO₂-Zielabweichung geschehen. Die Treibhausgas-Reduktion wird in diesem Fall im Rahmen des 40 %-Ziels erreicht. Allerdings müsste das CO₂-Ziel in diesem Fall nicht mehr als Territorialziel auf deutscher Ebene, sondern auf europäischer Ebene interpretiert bzw. definiert werden. Durch diese Maßnahme würden sich die in Europa erlaubten Emissionen reduzieren. Angesichts eines CO₂-Preises von derzeit 7 Euro/t würde z. B. für 50 Mio. t CO₂ ein Kostenaufwand von maximal 350 Mio. Euro pro Jahr entstehen.

25. Einführung einer nationalen CO₂-Steuer: Um stärkere Anreize zur Emissionsminderung in den Sektoren des Emissionshandels zu erreichen, könnte zeitnah eine CO₂-Steuer eingeführt werden. Die Steuer sollte schließlich alle CO₂-Emissionen erfassen – also im Unterschied zur aktuellen Praxis des ETS auch die Sektoren Verkehr, Haushalte sowie Handel, Gewerbe und Dienstleistungen. Nebenbei ließen sich damit auch die Auswirkungen der aktuell sinkenden Weltenergiepreise sowie der von der Bundesregierung nicht thematisierte Rebound-Effekt kompensieren. Vor dem Hintergrund der bestehenden Koaliti-

onsvereinbarung dürfte diese Steuer allerdings erst in der kommenden Legislaturperiode eingeführt werden können. Außerdem würde eine nationale CO₂-Steuer das Europäische Emissionshandelssystem unterlaufen. Auf europäischer Ebene kommt es wiederum zu keinem zusätzlichen Impuls und es wäre zu vermuten, dass ein weiterer nationaler Alleingang das Europäische Emissionshandelssystem nachhaltig beschädigt.

1.4 Governance des Monitoring-Prozesses

26. Nachdem die Bundesregierung in den vergangenen beiden Jahren jeweils einen faktenorientierten Monitoring-Bericht vorgelegt hat, liegt jetzt der erste Fortschrittsbericht vor. Dieser ist nun nicht mehr allein darauf beschränkt, den Fortgang der Energiewende anhand von Daten und Indikatoren zu dokumentieren sowie einige der in den Monaten zuvor beschlossenen regierungsseitigen Maßnahmen zu beschreiben. Im Fortschrittsbericht geht es auch um die Fortentwicklung der Instrumente auf Basis einer eingehenden Wirkungsanalyse der bisherigen Maßnahmen, woraus dann auch Vorschläge für neue Maßnahmen resultieren sollen.

27. In den Jahren, in denen ein Monitoring-Bericht zu kommentieren war, konnten sich die Mitglieder der Expertenkommission vorab eine relativ gute Vorstellung darüber bilden, was die Bundesregierung in ihrem kommenden Monitoring-Bericht bezüglich der Energiewende aussagen dürfte. Die qualifizierte Kommentierung des Monitoring-Berichts war damit auch dann möglich und sinnvoll, wenn die Bundesregierung nur recht kurzfristig eine Vorabversion ihres Monitoring-Berichts zur Verfügung stellen konnte. In den vergangenen Jahren arbeitete die Expertenkommission daher parallel zu den Ministerien. Unterstützt wurde diese Arbeitsweise durch Treffen mit Vertretern der Bundesregierung, bei denen die Konzeption des Monitoring-Berichts besprochen wurde und die Expertenkommission umgekehrt die Bundesregierung darüber informierte, welche Indikatoren und Analysen einen Schwerpunkt ihres kommenden Kommentars bilden werden.

28. Dieser Gedankenaustausch war und ist nicht nur außerordentlich offen und fruchtbar, sondern auch durch eine für die Expertenkommission unerwartet starke Zurückhaltung ihrer Gesprächspartner gekennzeichnet, was die Inhalte und Aussagen der Stellungnahme betrifft. Zu keinem Zeitpunkt versuchte

die Bundesregierung die Arbeit der Expertenkommission inhaltlich zu beeinflussen. Die Expertenkommission hat allen Grund dazu, den Gesprächspartnern für diese Art der Zusammenarbeit große Anerkennung zu bekunden.

29. Mit dem jetzt zu kommentierenden Fortschrittsbericht 2014 ist die Situation der Expertenkommission allerdings erheblich schwieriger. Natürlich konnte auch in diesem Jahr der Kommentar des faktenorientierten Teils des Fortschrittsberichts parallel zu dessen Erarbeitung in den Ministerien vorbereitet werden. Auch die hilfreichen Gespräche über Berichtsstruktur, Indikatoren und Analysen konnten weitergeführt werden, wobei auch vermehrt die Anregungen der Expertenkommission aus früheren Kommentaren Gegenstand dieser Gespräche waren.

30. Die Bundesregierung gibt der Expertenkommission verständlicherweise keine Vorabinformationen über die von ihr angestrebte Fortentwicklung der Instrumente auf Basis einer eingehenden Wirkungsanalyse der bisherigen Maßnahmen. Dieser Punkt ist mit komplexen Diskussionen innerhalb der Regierung verbunden. Daher ist es nachvollziehbar, dass über die diskutierten Alternativen und Zwischenergebnisse im Vorfeld nicht informiert werden kann. Die Expertenkommission kann und muss analysieren und beraten, nicht aber sich aktiv in Regierungsaufgaben einbringen und beispielsweise im Vorfeld konkrete Maßnahmen mit der Bundesregierung diskutieren.

31. Vor diesem Hintergrund erweist sich die aktuelle Governance des Monitoring-Prozesses in ihrer zeitlichen Struktur aus Sicht der Expertenkommission wenig zielführend. Eigentlich sollte der Kommentar der Expertenkommission auch zu dem Analyse- und Instrumenten-Teil des Fortschrittsberichts Stellung beziehen. Doch kann dabei bezüglich der geplanten neuen Maßnahmen nicht wie beim Monitoring-Bericht parallel zur Bundesregierung vorgearbeitet werden, denn dann müsste über die Diskussion innerhalb der Bundesregierung und die dabei erzielten Schlussfolgerungen spekuliert werden. Daher schlagen wir vor, gemeinsam mit der Bundesregierung Lösungen für diese Problematik zu finden.

32. Hier sei weiterhin darauf hingewiesen, dass trotz der ministeriellen Umstrukturierung von Zuständigkeiten in der Energiepolitik in der aktuellen Legislaturperiode sich kaum Vereinfachungen im Prozess aufgetan haben. So wurde bspw. versucht, Referate der energiewenderelevanten Themenbereiche im

jetzigen Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) zu bündeln. Allerdings gibt es weiterhin Verzögerungen im Prozess durch Abstimmungen innerhalb der Häuser sowie zwischen den einzelnen Häusern und dies zu zentralen Themenbereichen der Energiewende und dem Monitoring-Prozess. Dies vereinfacht den Prozess weniger stark, als von der Expertenkommission erwartet wurde.

33. Daraus resultierte denn auch der Umstand, dass der Expertenkommission erst am 21. November 2014 ein weitgehender Entwurf des Fortschrittsberichts vorgelegt wurde; aber selbst diese Fassung enthielt noch wesentliche Lücken. Außerdem stand das Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 samt zugehörigen Hintergrundmaterialien der Expertenkommission nicht zur Verfügung. Eine umfassende sachgerechte Kommentierung war somit aus zeitlichen wie sachlichen Gründen nur eingeschränkt möglich. Dies ist bei der Lektüre der jetzt vorgelegten Stellungnahme ausdrücklich zu beachten.

1.5 Indikatorik im Fortschrittsbericht

34. Bereits in der Stellungnahme zum ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung hat die Expertenkommission die Entwicklung eines konsistenten Indikatorensystems vorgeschlagen. Mit Hilfe dieses Systems kann das komplexe Bündel von politischen Zielsetzungen der Energiewende handlungsleitend abgebildet und bewertet werden. Im zweiten Monitoring-Bericht hat die Bundesregierung einen Vorschlag gemacht, wie aus ihrer Sicht dieses System von Leit- und weitergehenden Indikatoren ausgestaltet werden sollte. Die Leitindikatoren basierten dabei auf den quantitativen Zielen des Energiekonzepts. Dieser Vorschlag wurde von der Expertenkommission ausdrücklich als Diskussionsgrundlage begrüßt. Aus Sicht der Expertenkommission hat dieser Ansatz allerdings nicht alle relevanten Dimensionen der Energiewende abgebildet. Daher wurde ein weitergehender Vorschlag erarbeitet und der Bundesregierung in der letzten Stellungnahme vorgelegt. Dieser Gedanke wird im Fortschrittsbericht durch die Bundesregierung nicht mehr aufgegriffen. Der Vorschlag von Leitindikatoren durch die Expertenkommission sowie die Empfehlung diese ebenfalls im Monitoring-Bericht als Strukturierung zu nutzen hat aber unvermindert Gültigkeit. Die Expertenkommission sieht weiterhin große Vorteile in einem solchen Ansatz.

35. In Bezug auf die genutzte Indikatorik im Monitoring-Prozess der Bundesregierung gab es in den letzten Berichten immer wieder Änderungen. So wurden wie oben beschrieben Empfehlungen der Expertenkommission aufgenommen, was diese ausdrücklich begrüßt. Zudem sind aber auch Änderungen aufgetreten, die nicht erläutert wurden. Die Expertenkommission empfiehlt daher die Weiterentwicklung von Elementen des Monitoring-Prozesses transparent zu gestalten und eine Erläuterung zu den Beweggründen und den Veränderungen zu geben, so dass dieser Prozess besser für die Öffentlichkeit nachvollziehbar ist.

36. In der nachfolgenden Übersicht (Tab. 1-1) sind die Änderungen des Indikatoren-Sets dargestellt. Die Expertenkommission empfiehlt der Bundesregierung diese Änderungen zu erläutern. Neben den entfallenen und hinzugefügten Indikatoren gibt es weiterhin einige Änderungen in der Zusammensetzung von Gruppen von Indikatoren. So wurde bspw. die Entwicklung der „Stromerzeugung, Endenergie- und Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien“ im letzten Bericht als ein Indikator dargestellt. Im aktuellen Bericht wurden daraus sechs Indikatoren, die allerdings im zugehörigen Kapitel textlich und grafisch nicht anders dargestellt werden als in den letzten Berichten. Es hat sich nur die Zusammensetzung im Tableau des Indikatoren-Sets geändert. Die Anzahl der Indikatoren ist mit 65 genauso hoch wie im zweiten Monitoring-Bericht.

37. Darüber hinaus ist anzumerken, dass der Begriff des Indikators durch die Bundesregierung nicht einheitlich verwendet wird. So werden neben eindeutig quantifizierbaren und nach den Bewertungskriterien belastbaren Indikatoren auch thematische Überbegriffe oder spezifische Projekte als Indikatoren benannt, wie z. B. „Kraftwerksbestand nach Bundesländern“. Eine Bewertung anhand der Kriterien „Zielbezug, Transparenz, Belastbarkeit, Verfügbarkeit, Aktualität“ ist hier schwierig. Auch Aussagen über die Zielerreichung solcher „Indikatoren“ können nicht getroffen werden. Zudem gibt es in der Liste Indikatoren bzw. Themen, die nicht mit messbaren Indikatoren hinterlegt sind und eine Operationalisierung fehlt. Ein Beispiel ist der Indikator „Wachstumsimpulse, gesamtwirtschaftliche Preiseffekte“.

Tab. 1-1: Vergleich der Indikatoren-Sets der Bundesregierung 2013 und 2014¹

Hinzugefügte Indikatoren	Entfallene Indikatoren
Erneuerbare Energien	
	<ul style="list-style-type: none"> • Merit-Order-Effekt
Gebäude	
	<ul style="list-style-type: none"> • Sanierungsrate
Netze	
<ul style="list-style-type: none"> • Verteilung erneuerbarer Energien auf Spannungsebenen • Bedarfsplan- und EnLAG-Projekte • SAIDI-Erdgas • Arbeitsvolumen von Erdgasspeichern • Bau und Planung Erdgasspeicher 	<ul style="list-style-type: none"> • Investitionen in intelligente Netze und Zähler • Physikalische Stromflüsse in den Grenzkapazitäten
Energiepreise und Energiekosten	
	<ul style="list-style-type: none"> • Anteil der Stromkosten am BIP
Energieforschung und Innovationen	
<ul style="list-style-type: none"> • Förderung für Energieprojekte • Projektförderung aus EU-Mitteln • Patente in energiewirtschaftlichen Bereichen • Marktverbreitung innovativer Technologien im Energieverbrauch 	
Gesamtwirtschaftliche Effekte	
<ul style="list-style-type: none"> • Wachstumsimpulse, gesamtwirtschaftliche Preiseffekte 	

Aufgegriffene Vorschläge der Expertenkommission

38. Die Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ der Bundesregierung hat bereits in ihren früheren Stellungnahmen Vorschläge

¹ Dieser Vergleich bezieht sich auf die Tabellen der verwendeten Indikatoren im Fortschrittsbericht 2014 (Teil I) sowie im zweiten Monitoring-Bericht der Bundesregierung.

zur Aufnahme zusätzlicher Themen und weiterführender Indikatoren in die Monitoring-Berichte unterbreitet. Die Expertenkommission stellt fest, dass etliche Vorschläge im Fortschrittsbericht der Bundesregierung aufgenommen wurden. Einige wichtige Beispiele seien hier kurz erwähnt:

- **Zielhierarchisierung:** Die Bundesregierung hat sich in ihrem ersten Fortschrittsbericht dazu entschlossen, die vielfältigen Ziele im Rahmen der Energiewende zu hierarchisieren. Die Expertenkommission begrüßt dies ausdrücklich. Allerdings verweisen wir hierzu auf die Einschränkungen, die weiter vorne ausgeführt wurden.
- **Innovationsindikatoren:** Die Expertenkommission hat in ihrer letzten Stellungnahme das Thema Innovationen als Chancenseite der Energiewende als eigenes Kapitel platziert. Diese Anregung wird im diesjährigen Fortschrittsbericht aufgegriffen. Es ist jedoch zu bedenken, dass zu diesem Themenfeld noch viele offene Fragen bestehen. Weitere Überlegungen finden sich in dieser Stellungnahme.
- **Definition Primärenergiebedarf:** Im Gebäudebereich sollte die Bundesregierung zu einem einheitlichen Begriffsverständnis bei den Zielsetzungen kommen: Das Ziel, bis 2050 den Primärenergiebedarf um 80 % zu reduzieren, wird nun als Reduktion „der nicht erneuerbaren Primärenergien“ ausgelegt.
- **Bezugsgröße für Gebäudewärme:** Im Energiekonzept wird von der Reduktion des Wärmebedarfs bis 2020 gesprochen, während im Monitoring-Bericht der Endenergiebedarf betrachtet wird. Aus Sicht der Expertenkommission ist die Bezugsgröße Endenergie für den Bereich der Gebäudewärme tatsächlich schon aus Gründen der Verfügbarkeit entsprechender energiestatistischer Daten zweckmäßig.
- **Leistungsbilanz:** Für eine Abschätzung der Entwicklung der langfristigen Versorgungssicherheit im Kapitel Kraftwerke hat die Expertenkommission vorgeschlagen, die Leistungsbilanz bzw. die „verbleibende gesicherte Leistung“ als Indikator aufzunehmen. Diese wurde nun im dritten Teil des Fortschrittsberichts aufgenommen. Es bleibt jedoch zu hoffen, dass dieser Indikator nicht nur alle drei Jahre im Rahmen des Fortschrittsberichts genutzt, sondern auch in den jährlichen Monitoring-Berichten verfolgt wird.

- **Nach Technologie und Verteilnetzebene aufgeschlüsselte installierte Leistung von erneuerbaren Energien:** Als Indikator für den notwendigen Investitionsbedarf ist die nach Technologie und Verteilnetzebene aufgeschlüsselte installierte Leistung von Stromerzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energien aufgenommen worden. Der Indikator enthält zwar keine Informationen über die regionale Verteilung des anfallenden Investitionsbedarfs der jeweiligen Netzebene, dies ist jedoch für die Abschätzung des notwendigen Gesamtausbaus auch nicht zwingend erforderlich.

Weitere Anregungen

39. Einige Vorschläge sind hingegen im vorliegenden Bericht nicht aufgegriffen worden. Es sei noch einmal auf die bisherigen Empfehlungen in den ersten beiden Stellungnahmen hingewiesen. Insbesondere sollte die Berücksichtigung folgender Aspekte noch einmal geprüft werden:

- **Energiewirtschaftliche Gesamtrechnung:** Die Expertenkommission hat in ihren letzten beiden Stellungnahmen die aggregierten Letztverbraucher Ausgaben für Elektrizität und Kraftstoffe dargestellt und in das Verhältnis zum Bruttoinlandsprodukt gesetzt. Die Expertenkommission ist nach wie vor der Auffassung, dass dies ein geeigneter Indikator ist, um die generelle Bezahlbarkeit von Energie auf gesamtwirtschaftlicher Ebene darzustellen.
- **Internationale Stromgroßhandelspreise und Auslastung von Grenzkuppelstellen:** Die Vollendung des EU-Binnenmarkts im Energiebereich ist eine wichtige Zielsetzung der Energiepolitik nicht nur auf europäischer Ebene, sondern auch für die Energiewende. So kann ein funktionierender EU-Energiebinnenmarkt positive Wohlfahrtseffekte durch Handel bieten sowie eine Stabilisierung der Stromversorgung durch den Ausgleich von Last- und Erzeugungsspitzen bewirken. Die Integration des deutschen Strommarkts in den europäischen Netzverbund misst sich jedoch nicht allein an den physikalischen Flüssen zwischen den Ländern. Marktintegration liegt dann vor, wenn Preisunterschiede in angrenzenden Ländern durch Handel ausgeglichen werden können. Dies ist jedoch nur möglich, wenn die Kapazität der Grenzkuppelstellen keine bindende Restriktion darstellt. Um die Einbettung in den europäischen Binnenmarkt darstellen und bewerten zu

können, sollten Daten zu internationalen Preisen und der Auslastung der Grenzkuppelstellen einbezogen werden.

- **Sanierungsrate:** Die Sanierungsrate im Kapitel zur energetischen Gebäudesanierung und zum energieeffizienten Bauen ist zwar im Bericht erwähnt, jedoch konnte noch keine endgültige Definition bzw. kein Indikator gefunden werden. Angesichts der Schwierigkeit der Definition wäre zu überlegen, ob auf diesen Indikator nicht verzichtet werden kann.
- **Versorgungssicherheitsindikatoren:** Vor dem Hintergrund der Ukraine-Krise zeigt sich die Aktualität der internationalen Aspekte der Energieversorgungssicherheit. Bereits in den letzten Stellungnahmen haben wir auf die angemessene Betrachtung dieses Themenbereichs hingewiesen. So sollten nach Meinung der Expertenkommission Indikatoren für die Sicherheit der Energieversorgung mit Energieträgern aus dem Ausland in den Monitoring-Bericht aufgenommen werden. Für eine ausführliche Diskussion wird auf die Ausführungen in der letzten Stellungnahme verwiesen. In dieser wurden der Versorgungssicherheitsindikator auf Basis des Hirschmann-Herfindahl Index und eine Gegenüberstellung der import- und exportseitigen Residual Supply Indizes (RSI) empfohlen. Dabei sind insbesondere beim Energieträger Erdgas auch die Transitrouten zu berücksichtigen.
- **Indikatoren zur Umweltwirkung:** Auch im diesjährigen Monitoring-Bericht verzichtet die Bundesregierung auf eine über die Treibhausgasemissionen hinausgehende Untersuchung der Umweltauswirkungen der Energiewende obwohl diese explizit auch im energiepolitischen Zieldreieck genannt ist. Schwerpunktmäßig sollten die Entwicklung der Flächeninanspruchnahme sowie eine steigende Ressourcennutzung (insbesondere seltene Erden und Metalle, unter Berücksichtigung von Recycling) betrachtet werden.
- Die Expertenkommission empfiehlt wie auch in ihren vorherigen Stellungnahmen den System Average Interruption Duration Index (SAIDI) als Maßzahl für die kurzfristige Versorgungssicherheit zu nutzen. Bezüglich der Kritik, dass Unterbrechungen unter drei Minuten nur wenig Aussagekraft hinsichtlich der Netzqualität haben, merkt die Expertenkommission an, dass auch diese für den Stromkunden zu Beeinträchtigungen und vermutlich zu volkswirtschaftlichen Schäden führen. So ordnen Studien aus Norwegen

den Ausfällen unter drei Minuten ähnliche volkswirtschaftliche Kosten zu wie Ausfällen, die länger als drei Minuten dauern (SINTEF, 2010). Daher sollten auch diese Beobachtungen erhoben und berücksichtigt werden.

Neue Vorschläge

40. Im Kontext der Indikatorik des Monitorings möchten wir in dieser Stellungnahme folgende neuen Anregungen machen:

- **Internationaler Vergleich der „Energiestückkosten“:** Als Ergänzung zu der bisher ausschließlich nationalen Betrachtung des Energiekostenanteils an der Bruttowertschöpfung empfiehlt die Expertenkommission dies auf einen internationalen Vergleich der „Energiestückkosten“ (Anteil der Energiekosten an der Bruttowertschöpfung) auszuweiten. Dadurch können Kostenentwicklungen im internationalen Vergleich besser verglichen werden. Dies erlaubt eine umfassendere Beurteilung der Wettbewerbswirkungen von Energiepreisänderungen (vgl. Abschnitt 11.3).
- **Bestimmung gesamtwirtschaftlicher Nachfrageimpulse:** Für die gesamtwirtschaftlichen Effekte der Energiewende können die gesamtwirtschaftlich zusätzlich ausgelösten Nachfrageimpulse durch die Energiewende entsprechend der Überlegungen in Kapitel 12 beziffert werden.
- **Darstellung der Entwicklung von Stückkosten von Energietechnologien durch technologie-spezifische Lernraten:** Die Diffusion von Innovationen kann auch durch die Entwicklung der Stückkosten und den unterliegenden Lernraten näher dargestellt werden (siehe Abschnitt 10.5).

Geeignete Datengrundlage

41. Die Qualität eines indikatorenbasierten Monitorings hängt in starkem Maße von einer geeigneten Datengrundlage ab. Die Expertenkommission hat daher in beiden bisherigen Stellungnahmen die vorgesehene Novellierung des Energiestatistikgesetzes ausdrücklich begrüßt. Die Expertenkommission bestärkt die Bundesregierung in ihrem Bemühen „intensiv an den Vorarbeiten zu einer Novellierung des Energiestatistikgesetzes“ zu arbeiten. Allerdings besteht auch aufgrund veränderter Strukturen auf den Energiemärkten großer Handlungsbedarf:

- Vereinfachung rechtlicher Anordnungen von energierelevanten Statistiken durch Erlass entsprechender Verordnungen,
- Erweiterung der Berichtskreise durch Eröffnung von Möglichkeiten zur Nutzung von Verwaltungsdaten,
- Durchführung regelmäßiger, repräsentativer Stichprobenerhebungen. Insbesondere im Hinblick auf die Erfassung von energierelevanten Daten für den Gebäudesektor und für den sehr diffusen Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD).

2 Nutzung modellbasierter Analysen im Monitoring-Prozess

Das Wichtigste in Kürze

Zur Erstellung des Fortschrittsberichts 2014 formuliert die Bundesregierung auch ex-ante-Analysen, die mithilfe von modellbasierten Studien im Auftrag des BMWi erarbeitet wurden. Da dies der erste Fortschrittsbericht ist, beschäftigt sich die Expertenkommission einmal näher mit grundlegenden Betrachtungen von Modellanalysen und spiegelt diese an den vorliegenden Studien. Damit ist die Absicht verbunden, auch für die zukünftige Ausgestaltung von Modellstudien im Rahmen des Monitoring Prozesses Impulse und Anregungen setzen zu können.

Die Modellrechnungen legen nahe, dass einige Ziele bis 2020 wahrscheinlich nicht erreicht werden. Es wurde versäumt, mit Hilfe der Modellrechnungen herauszufinden, ob die für die Energiewende nachteilige Entwicklung auf exogenen Entwicklungen (Kohlepreise, CO₂-Preise etc.) oder endogenen Entwicklungen (z. B. Rebound-Effekte, Rückstand beim Übertragungsnetzausbau, Auswirkungen des Kernenergieausstiegs etc.) beruht. Dies offenbart einen Handlungsbedarf und die Notwendigkeit von zusätzlichen Maßnahmen. Zudem sollte die Bundesregierung sich auch schon mit der mittelfristigen Zielsetzung bis 2030 beschäftigen. Dies ist für manche Zielgrößen noch nicht geklärt.

Bei einer der Modellrechnungen (der Energiereferenzprognose) wird eine „Prognose der wahrscheinlichen Entwicklung“ aus Sicht der Autoren dargestellt. Es handelt sich jedoch nicht um ein typisches „Business-as-usual“ Szenario, sondern um eine Vorausschau unter der Annahme zusätzlich getroffener Maßnahmen. Im weiteren Prozess des Monitorings sollte darauf geachtet werden, dass neben einem Szenario mit der wahrscheinlichen Entwicklung auch ein Szenario ohne zusätzliche Maßnahmen berechnet wird. Dieses kann dann als Rahmen für notwendiges Handeln dienen. Bei der Nutzung modellbasierter Analysen für den Monitoring-Prozess besteht offensichtlich noch methodischer Weiterentwicklungsbedarf.

42. Im Fortschrittsbericht 2014 soll über eine vergangenheitsorientierte Analyse der Energiewende durch Indikatoren hinaus „(...) ein Ausblick auf die mögliche Entwicklung bis 2020 unternommen [werden]“ (vgl. BMWi, 2014a). Im Rahmen des Monitoring-Prozesses wurden durch das BMWi dazu mehrere

Gutachten in Auftrag gegeben. Das Ziel dieser Untersuchungen ist die modellbasierte Analyse möglicher Entwicklungen im Energiebereich bzw. der Erreichung der Energiewende-Ziele. So wird für den Fortschrittsbericht 2014 die „Prognose der wahrscheinlichen energiewirtschaftlichen Entwicklung bis zum Jahr 2030 und ein bis ins Jahr 2050 reichendes Trendszenario“ (Energierferenzprognose) von Prognos / EWI / GWS (2014) als Grundlage genutzt. Diese Art der Analyse ist ein Standardwerkzeug in der Energiepolitik, denn Entscheidungen erfolgen für teils weit entfernte Zukünfte. Dies gilt auch für den Prozess der Energiewende, da hier Ziele bis zum Jahr 2050 avisiert werden. Aufgrund der hohen Investitionskosten der Energieinfrastruktur und der in der Regel langen Betriebsdauer einmal in Betrieb genommener Großanlagen wird durch heutige Entscheidungen im Energiebereich die Zukunft auf lange Sicht festgelegt oder wenigstens stark beeinflusst. Die langen Zeiträume bis zur Marktreife neuer Energietechnologien und bis zum Aufbau neuer Infrastrukturen führen ebenfalls zu hohen Unsicherheiten und damit zu dem Bedarf diese durch Modellierungen einordnen zu können (vgl. Grunwald, 2011). Der Umgang mit Unsicherheit und den möglichen Entwicklungen in der Zukunft sind wichtige Aspekte für den politischen Umgang mit der Energiewende. Dies ist vor allem bei der Transformation eines so umfassenden Systems zu beachten, wie es die deutsche Energieversorgung darstellt. Da nun im Monitoring-Prozess das erste Mal auch mögliche zukünftige Entwicklungen berücksichtigt werden, sollen in diesem Kapitel auch die zugrunde gelegten Modell- und Szenarioanalysen betrachtet werden.

2.1 Energieszenarien und die Darstellung der Zielerreichung

43. Als erste Einordnung der Einschätzungen zur Erreichung der Ziele der Energiewende für das Jahr 2020 wird im Folgenden ein Vergleich verschiedener Berechnungen zur Zielerreichung dargestellt. Die modellbasierten Analysen zeigen deutliche Zielverfehlungen in der Referenzentwicklung bis 2020. Der Aufbau der Darstellung ist dabei wie folgt: Zu den verschiedenen Bereichen der Energiewende werden die bisherigen Entwicklungen seit 2011 sowie die Ziele bis zum Jahr 2050 dargestellt. Zum Vergleich werden die Ergebnisse der Modellierungen der Referenzprognose der Energierferenzprognose 2014, des Aktuelle-Maßnahmen-Szenarios (2012) aus dem Klimaschutzszenario 2050 (Öko-Institut / Fraunhofer ISI, 2014) sowie eine lineare Fortschreibung heran-

gezogen, soweit vorhanden. Die nachfolgenden Tabellen zeigen an manchen Stellen auch politischen Handlungsbedarf für die Zielformulierung im Jahr 2030. Hierzu sollte sich die Bundesregierung mit der Definition von mittelfristigen Zielen für die Zeit nach 2020 beschäftigen. Diese ist für manche Zielgröße noch nicht geklärt.

44. Die Referenzprognose ist das zentrale Element der von einem Instituts-konsortium für das BMWi erarbeiteten Energiereferenzprognose 2014. In dieser Prognose wird die aus Sicht der Bearbeiter wahrscheinliche Entwicklung der Energiemärkte bis 2030 dargestellt, die aber zusätzliche, im Einzelnen allerdings nicht spezifizierte, politische Maßnahmen unterstellt und sich insoweit von einem „business as usual“-Szenario deutlich unterscheidet (Prognos / EWI / GWS, 2014). Im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) aus dem Klimaschutzszenario 2050 werden dagegen nur diejenigen Maßnahmen berücksichtigt, die bis Oktober 2012 ergriffen worden sind. Dieses Szenario bildet den Ist-Stand der energie- und klimapolitischen Rahmensetzungen ab (Öko-Institut / Fraunhofer ISI, 2014). Zusätzlich wird eine lineare Fortschreibung der bisherigen Entwicklungen durchgeführt. Eine lineare Fortschreibung, die auf dem Trend vom Basisjahr des Ziels bis zum Jahr 2013 beruht, ist für die kurze Frist hilfreich, um die aktuelle Entwicklung zumindest einzuordnen und kurzfristigen Handlungsbedarf anzuzeigen.

45. Natürlich sind verschiedene Szenarien nur mit Einschränkungen vergleichbar. Diese und weitere Aspekte, die bei der Interpretation von modellbasierten Analysen beachtet werden sollten, werden in Abschnitt 2.2 tiefergehend erläutert. Außerdem stellt eine lineare Fortschreibung keinen gleichwertigen Ersatz zu den hier ebenfalls dargestellten, aber weitaus komplexeren Modellierungen dar. Diese bietet nur einen groben, sehr vereinfachten Überblick über die Entwicklungen der Energiewende-Ziele, der sehr stark vergangenheitsbezogen ist. Die Abschätzungen legen nahe, dass einige Ziele in der Referenzentwicklung bis 2020 wahrscheinlich deutlich nicht erreicht werden.

46. Im Rahmen der Erreichung der Treibhausgasemissionsziele ist zu erkennen, dass die Ziele zur Reduktion der Treibhausgasemissionen in keinem der Modelle erreicht werden. In der Energiereferenzprognose 2014 sowie dem Klimaschutzszenario 2050 werden Verfehlungen von rund fünf Prozentpunkten errechnet. Die lineare Fortschreibung der vergangenen Entwicklungen würde

sogar eine Verfehlung um 10 Prozentpunkte bedeuten. Weitergehende Einschätzungen und Analysen zu dieser Zielverfehlung finden sich in Kapitel 4.

Treibhausgasemissionen	2011	2012	2013	2020	2030	2040	2050
Treibhausgasemissionen (ggü. 1990)	-26,4 %	-24,7 %	-22,6 %	-40 %	-55 %	-70 %	-80 % bis -95 %
Referenzprognose				-36 %	-43 %	-54 %	-65 %
Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)				-35 %	-45 %	-52 %	-56 %
Lineare Fortschreibung				-30 %	-	-	-

47. Die Erreichung der Ziele im Bereich des Energieverbrauchs und der Energieeffizienz ist ähnlich wie im Bereich der Treibhausgasemissionen nicht gesichert. Allerdings ist hier das Bild differenzierter. So wird das Ziel der Senkung des Primärenergieverbrauchs in der Referenzprognose nur sehr knapp verfehlt. In dieser wird die aus der Sicht der Bearbeiter wahrscheinliche Entwicklung mit integriert. Wohingegen das Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) sowie die lineare Fortschreibung eine deutliche Zielverfehlung um rund zehn Prozentpunkte vermuten lassen. Bei der Erreichung der Senkung der Ziele des Bruttostromverbrauchs hingegen werden die Ziele annähernd bei einer linearen Fortschreibung und der Referenzprognose erreicht. Das Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) deutet auf eine deutliche Zielverfehlung hin. Weitere Ausführungen zu diesen Aspekten finden sich in Kapitel 5 dieser Stellungnahme.

Effizienz	2011	2012	2013	2020	2030	2040	2050
Primärenergieverbrauch (ggü. 2008)	-5,4 %	-4,3 %	-4,0 %	-20 %	-	-	-50 %
Referenzprognose				-18 %	-27 %	-35 %	-42 %
Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)				-10 %	-	-	-29 %
Lineare Fortschreibung				-9 %	-	-	-
Energieproduktivität EEV p. a.	1,7 % (2008-2011)	1,1 % (2008-2012)	0,26 % (2008-2013)	-	-	-	2,1 % (2008-2050)
Referenzprognose				1,9 % (2008-2020)	-	-	1,9 % (2008-2050)
Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)				1,2 %	1,4 %	1,4 %	1,4 %
Lineare Fortschreibung				0,25 %	-	-	-
Bruttostromverbrauch (ggü. 2008)	-1,8 %	-1,9 %	-3,3 %	-10 %	-	-	-25 %
Referenzprognose				-7 %	-10 %	-12 %	-10 %
Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)				-2 %	-	-	0 % ²
Lineare Fortschreibung				-7 %	-	-	-

48. Die Ziele der erneuerbaren Energien als Anteil am Bruttostromverbrauch sowie Bruttoendenergieverbrauch werden in allen Modellen bis zum Jahr 2020 zumindest erreicht oder übererfüllt. Die Auswirkungen der aktuellen Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) in diesem Jahr sind aber noch nicht in den Analysen integriert. Die Impulse, die durch die Neuausrichtung entstehen werden, spiegeln sich also in den Berechnungen nicht wider. Einschätzungen zu den Entwicklungen im Bereich der erneuerbaren Energien finden sich in Kapitel 8.

² Stromverbrauch klassisch -9 % (Enthält nicht Stromverbrauch von Wärmepumpen, Elektro-Straßenfahrzeuge, Luftzerlegung, Elektrolyse, Power-to-Gas H2 für Industrie)

Erneuerbare Energien	2011	2012	2013	2020	2030	2040	2050
Anteil am Bruttostromverbrauch	20,4 %	23,5 %	25,3 %	mind. 35 %	mind. 50 %	mind. 65 %	mind. 80 %
Referenzprognose				41 %	52 %	54 %	64 %
Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)				37 %	54 %	61 %	65 %
Anteil am Bruttoendenergieverbrauch	11,5 %	12,4 %	12,0 %	18 %	30 %	45 %	60 %
Referenzprognose				22 %	29 %	33 %	39 %
Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)				18 %	22 %	26 %	28 %

49. Im Verkehrsbereich wird ebenfalls deutlich, dass eine lineare Fortschreibung der vergangenen Entwicklungen nicht zur Zielerreichung führt. Wohingegen nach dem Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) die Maßnahmen zur Zielerreichung ausreichend sind. Allerdings konnte hier die in der Tendenz steigende Entwicklung des verkehrsbedingten Energieverbrauchs in den Jahren 2011 bis 2013 nicht berücksichtigt werden. Auch in der Referenzprognose wird eine deutlich bessere Entwicklung der Zielerreichung gesehen als durch die lineare Fortschreibung. Weiteres zum Verkehrsbereich wird in Kapitel 7 dargestellt und diskutiert.

Verkehrsbereich	2011	2012	2013	2020	2030	2040	2050
Endenergieverbrauch (ggü. 2005)	-0,7 %	-0,6 %	+1 %	-10 %	-	-	-40 %
Referenzprognose				-7 %	-	-	-26 %
Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)				-9 %	-	-	-29 %
Lineare Fortschreibung				+2 %	-	-	-
Anzahl Elektrofahrzeuge	6.547	10.078	17.094	1 Mio.	6 Mio.	-	-
Referenzprognose				0,5 Mio.	2,8 Mio.	-	-
Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012)				-	-	-	-

50. Durch die vergleichende Darstellung der Zielerreichung im Jahr 2020 mit Hilfe unterschiedlicher Analysen in den verschiedenen Bereichen der Energiewende wird deutlich, dass außer den Zielen im Bereich der erneuerbaren Energien die meisten Ziele in den verschiedenen Szenarien nicht erreicht werden. Dabei ist zu beachten, dass hier vor allem die Tendenz zu werten ist und weniger die genauen Zahlenwerte der Abschätzungen. Es besteht also in vielen Bereichen Handlungsbedarf, um die Ziele der Energiewende bis zum Jahr 2020 zu erreichen. Dabei sollte der Fokus auf das Jahr 2050 nicht aus dem Blick verloren werden. Wie diese Zielverfehlungen zu verhindern sind und durch Maßnahmen gegengesteuert werden kann, wird durch die Diskussionen in den folgenden Kapiteln dargestellt. Außerdem sollten zielgerichtet Maßnahmen vor allem in den Bereichen der Oberziele diskutiert werden. Wohingegen die Erreichung von Nebenzielen, wie bspw. die Anzahl an Elektrofahrzeugen, nicht zu unnötig ineffizienten Maßnahmen verleiten sollte. Dort sollte eine Abwägung über die „Zielfähigkeit“ für die Oberziele und damit eine Priorisierung von Maßnahmen erfolgen.

51. In der aktuellen Situation hätte man sich eine eingehende Analyse der Ursachen für die Zielverfehlungen gewünscht. Tatsächlich weist der Fortschrittsbericht auf einige für die Energiewende nachteilige exogene Entwicklungen hin (Kohlepreise, CO₂-Preise etc.), nicht aber darauf, dass auch endogene Entwicklungen (z. B. Rebound-Effekte, Rückstand beim Übertragungsnetzausbau, Auswirkungen des Kernenergieausstiegs etc.) für die erkennbaren Zielverfehlungen etwa bei der Energieeffizienz und bei den Treibhausgasemissionen verantwortlich sein dürften. Dadurch ist eine Beurteilung der jetzt erforderlichen zusätzlichen Maßnahmen noch schwieriger. Es wäre empfehlenswert, mit geeigneten Mitteln retrospektiv den Einfluss der exogenen gegenüber den endogenen Effekten zu überprüfen bzw. zu quantifizieren (etwa mit Hilfe der seinerzeit zur Energiewende-Konzeption herangezogenen Modelle). Das würde eine Beurteilungsgrundlage dafür liefern, wie stark interne Entwicklungen und unzureichend wirkende Maßnahmen die erkennbaren Defizite prägen.

2.2 Anforderungen an Modellanalysen

52. Modellbasierte Analysen sind wichtige Grundlagen für politische Entscheidungen. Darüber hinaus ist das Energieversorgungssystem für die Daseinsvorsorge und die wirtschaftliche Entwicklungs- und Leistungsfähigkeit der Volkswirtschaft von essentieller Bedeutung. Um Unsicherheiten und mögliche Entwicklungen abbilden zu können, werden verschiedene Instrumente eingesetzt. Die Bundesregierung, im Speziellen das BMWi und BMU (jetzt BMUB), haben in den letzten Jahren wiederholt Prognosen und Szenarien in Auftrag gegeben. So basierte das Energiekonzept der Bundesregierung aus dem Jahr 2010 auf den Szenariorechnungen von Prognos / EWI / GWS (2010). Diesen Ansatz hat das BMWi weitergeführt und nimmt als Grundlage für den Fortschrittsbericht 2014 die „Prognose der wahrscheinlichen energiewirtschaftlichen Entwicklung bis zum Jahr 2030 und ein bis ins Jahr 2050 reichendes Trendszenario“ (Energierferenzprognose) von Prognos / EWI / GWS (2014). Die Bundesregierung betont, dass „[b]ei der Erstellung von Prognosen und Szenarien stets bestimmte Annahmen gemacht werden [müssen], die die Ergebnisse stark beeinflussen können. Prognosen und Szenarien sind daher grundsätzlich mit Unsicherheiten behaftet“ (vgl. BMWi, 2014a). Sie erläutert diese Aspekte allerdings nicht weitergehend. Aus Sicht der Expertenkommission bedarf es einer weiterführenden Einordnung der Prognosen und Szenarien sowie Hinweise auf relevante Aspekte der Erstellung, Veröffentlichung sowie Interpretation solcher Analysen. Nachfolgende Aspekte sind bei der Nutzung von modellbasierten Analysen zu beachten:

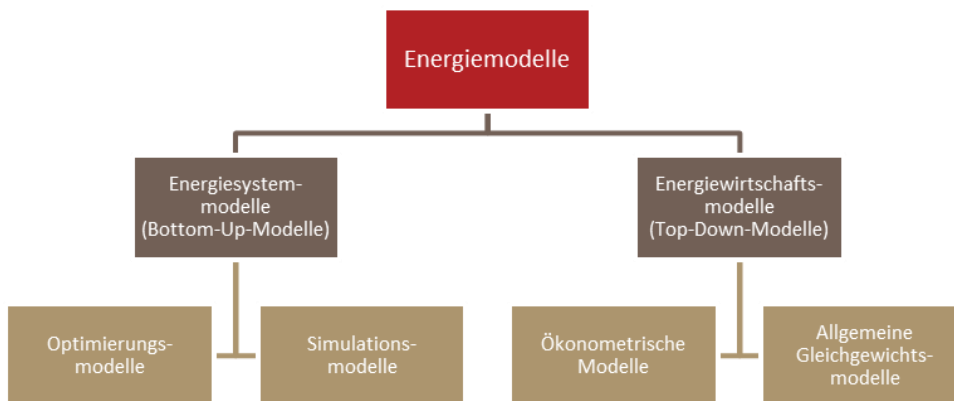
- Auswahl der Modelle
- Auswahl der Szenario-/Prognosetypen
- Wahl der Rahmenbedingungen
- Transparenz und Dokumentation
- Anforderungen an Sensitivitätsanalysen
- Interpretation modellbasierter Analysen
- Integration von Maßnahmen

Auswahl der Modelle

53. Bei der Nutzung und Interpretation von Ergebnissen modellbasierter Berechnungen sind zuallererst die Implikationen aus der Auswahl der Modelle

an sich zu berücksichtigen. Denn mit der Wahl des genutzten Modells trifft der Auftraggeber bereits eine Entscheidung über weitere Aspekte des Prozesses und vor allem den Raum der Unsicherheiten, der durch die Modelle abgebildet werden kann. So können sich die Modelle hinsichtlich des Zeithorizonts, der Systemperspektive, des Umgangs mit Unsicherheiten oder der theoretischen Annahmen unterscheiden, wobei anzumerken ist, dass diese Auflistung bei weitem nicht vollständig ist. Grundlegend kann zwischen zwei Gruppen von Modellen unterschieden werden: Energiesystemmodelle (Bottom-Up-Modelle) sowie Energiewirtschaftsmodelle (Top-Down-Modelle). Energiesystemmodelle beschreiben das Energiesystem aus prozessorientierter, technologischer Sicht. Die Grundlage dafür bildet die Darstellung der gesamten Energienutzungskette von der Gewinnung der Primärenergien bis zur Bereitstellung von Nutzenergien oder Energiedienstleistungen. In Energiewirtschaftsmodellen wird nicht nur der Energiesektor abgebildet, sondern darüber hinaus auch nichtenergetische Produktions- und Konsumaktivitäten in unterschiedlichen Sektoren der Volkswirtschaft (vgl. Böhringer, 1999).³ Nachfolgend werden kurz die wichtigsten Aspekte verschiedener Modelltypen erläutert.

Abb. 2-1: Übersicht Energiemodelle



Quelle: Eigene Darstellung

³ In den letzten Jahren werden zudem Hybrid-Modelle genutzt, welche Eigenschaften beider Typen kombinieren.

54. Durch Energiesystemmodelle lassen sich langfristige Entwicklungen des Energiesystems bei unterschiedlichen Rahmenbedingungen detailliert untersuchen. Es handelt sich dabei um partielle Gleichgewichtsmodelle. Innerhalb der Gruppe der Energiesystemmodelle können weiterhin zwei Modelltypen unterschieden werden: Optimierungs- und Simulationsmodelle. Lineare Optimierungsmodelle können im Wesentlichen dazu genutzt werden kosteneffiziente Handlungsoptionen bei vorgegebenen Randbedingungen zu ermitteln. Simulationsmodelle sind für Fragestellungen geeignet, bei denen die Handlungsoptionen vorgegeben sind und vor allem deren Auswirkungen analysiert werden sollen. Es wird dabei kein Optimierungskalkül unterstellt (vgl. FORUM, 2002).

55. Energiewirtschaftsmodelle bilden die Volkswirtschaft hingegen als Ganzes ab. Innerhalb der Gruppe der Energiewirtschaftsmodelle können ebenfalls zwei Modelltypen unterschieden werden: Ökonometrische Modelle sowie Allgemeine Gleichgewichtsmodelle. Bei Ökonometrischen Modellen werden wesentliche Modellparameter mittels statistischer Verfahren geschätzt. In Allgemeinen Gleichgewichtsmodellen können wechselseitige Abhängigkeiten und Rückkopplungseffekte zwischen den verschiedenen Teilsektoren einer Volkswirtschaft berücksichtigt werden. Sie erreichen aber nicht den gleichen technologischen Detaillierungsgrad wie die Gruppe der Energiesystemmodelle (vgl. IER / RWI / ZEW, 2010).

56. Bei der Modellierung der Energiereferenzprognose 2014 durch das Konsortium aus Prognos, EWI und GWS wurden folgende Modelle genutzt: Das Prognos Weltwirtschaftsmodell VIEW, das langfristige Simulationsmodell für die europäischen Strommärkte DIMENSION sowie das makroökonomische Simulations- und Prognosemodell PANTA RHEI. Das Ziel der Energiereferenzprognose 2014 ist die Abbildung der wahrscheinlichen energiewirtschaftlichen Entwicklungen bis zum Jahr 2030. Hierbei stehen der Energieverbrauch und die Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Vordergrund.

57. In der Energiereferenzprognose 2014 werden ein sektoral differenziertes Bottom-up-Simulationsmodell für die Energienachfrage sowie ein Optimierungsmodell für den Strommarkt genutzt. Die Vorteile der Nutzung eines Simulationsmodells zur Modellierung des Endenergieverbrauchs liegen in der guten Abbildbarkeit des Akteursverhaltens durch die implementierten Ent-

scheidungsregeln. Allerdings ist dabei auch zu beachten, dass die Entscheidungsregeln die Modellergebnisse bestimmen und die Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Regeln nicht eindeutig bestimmbar sind. Optimierungsmodelle können die bestmöglichen Systemanpassungen an sich verändernde Rahmenbedingungen darstellen. Es wird allerdings angenommen, dass perfekte Märkte mit vollständigen Informationen sowie eine perfekte Voraussicht in die Zukunft vorherrschen. Somit kann ein in der Realität vorkommendes strategisches bzw. Marktmachtverhalten nicht implementiert werden.

58. In dem genutzten Energiesystemmodell können allerdings nur Aussagen über die in den Systemgrenzen enthaltenen Sektoren gemacht werden. So können in diesem Rahmen keine gesamtwirtschaftlichen Aussagen getroffen werden. Durch die Verknüpfung des partiellen Energiesystemmodells mit dem makroökonomischen Simulations- und Prognosemodell PANTA RHEI wird versucht die Wechselwirkungen zwischen Energiesystem und Volkswirtschaft abzubilden. Dies birgt allerdings Unsicherheitsquellen, da bereits mit Unsicherheit behaftete Parameter in der weitergehenden Modellierung genutzt werden. In der Energiereferenzprognose 2014 sehen diese Verknüpfungen wie folgt aus: Mit Hilfe des Energienachfragemodells von Prognos wird die Energienachfrage modelliert. Diese Daten dienen neben anderen Daten teilweise als Grundlage für das Strommarktmodell des EWI. Die Ergebnisse beider Modellierungen fließen dann in das durch GWS genutzte Modell PANTA RHEI in welchem die gesamtwirtschaftlichen Effekte der Entwicklungen abgebildet werden. Diese Aspekte sind zu beachten, es wäre allerdings vermessen zu sagen, dass dies nicht bei allen anderen Modellierungen ebenfalls der Fall ist. Denn ein komplexes System wie das Energiesystem und dessen Einbettung in der Volkswirtschaft kann nicht nur durch ein einziges Modell abgebildet werden.

Auswahl der Szenario-/Prognosetypen

59. Neben der Auswahl des genutzten Modells stellt die Auswahl des genutzten Szenario- bzw. Prognosetyps eine grundsätzliche Entscheidung bei der Erstellung von modellbasierten Analysen dar. Wichtig zu beachten ist, was mit den Szenarien dargestellt werden soll. Dies sollte offen und eindeutig erörtert werden. So können durch Szenarien verschiedene Situationen abgebildet werden. In Szenarien können extreme Entwicklungen ("worst" und "best" case)

gegenüber einem weiteren Vorgehen wie heute („Business as usual“) dargestellt und dadurch eine große Bandbreite abgedeckt werden. Eine eher moderate Bandbreite könnte bspw. durch die Darstellung möglicher „vorstellbarer“ Entwicklungen gemäß einer wahrscheinlichen Ausprägung veranschaulicht werden (vgl. Fleury et al., 2011). „Der Modellentwickler bestimmt also durch die Wahl der Referenz, ob es gegenüber dieser überhaupt zu Verbesserungen kommen kann“ (Böhringer, 1999).

60. In der Energiereferenzprognose 2014 wurde ein hybrider Ansatz aus Ereignis- und Instrumentenszenario für die Referenzprognose bzw. das Trendszenario ausgewählt. Zusätzlich gibt es ein Zielszenario bis zum Jahr 2050. Aus Sicht der Expertenkommission stellt sich die Frage, ob diese Entscheidung unter gegebenen Unsicherheiten bei den gewählten Instrumenten angemessen ist. So könnte ein Aufbau der Szenarioanalysen wie beim World Energy Outlook der Internationalen Energieagentur (IEA) einen sinnvollen Ansatz darstellen. Im World Energy Outlook wird ein sog. „Current Policies Scenario“ entwickelt, welches als Baseline-Szenario, also als Referenz, angesehen werden kann. In diesem werden ausschließlich Politiken und Maßnahmen beachtet, die vor der Erstellung der Szenarien eingeführt wurden. Durch solch ein Szenario ist also ersichtlich, wie eine mögliche Zukunft ohne weitere Maßnahmen aussehen würde. Darüber hinaus wird durch die IEA ein „New Policies Scenario“ entwickelt. In diesem Szenario werden dann auch Maßnahmen betrachtet, welche angelehnt an die politischen Ziele wahrscheinlich sind, vergleichbar mit dem Trendszenario der Energiereferenzprognose 2014. Zudem wird ein Zielszenario „450 ppm Scenario“ berechnet, welches aufzeigt, wie die politischen Ziele zu erreichen wären, vergleichbar mit dem Zielszenario der Energiereferenzprognose 2014.

61. Dies lässt erkennen, wie wichtig die Annahmen zu Referenzentwicklungen sind. Auch wenn die abgebildeten Szenarien nur eine von vielen möglichen Zukunftsentwicklungen darstellen, können die so gebildeten Szenarien einen Möglichkeitsraum aufspannen, an dem sich die Politik mit zukünftigen Entscheidungen orientieren kann. Im Gegensatz dazu wird in der Energiereferenzprognose 2014 nur ein Teil dieses Raumes durch die Auswahl der Annahmen und Szenarien ausgeleuchtet. Eine reine Baseline wird nicht geschaffen, die wichtig gewesen wäre, um den Einfluss der zusätzlich angenommenen Maßnahmen zu erkennen.

Wahl der Rahmenbedingungen

62. Weiterhin entstehen viele Unsicherheiten durch die Auswahl der Annahmen, die einer modellbasierten Analyse zu Grunde liegen. So müssen durch das Autorenteam Annahmen gesetzt werden, die als wichtige Einflussgrößen auf die Ergebnisse gelten können. Diese Einschränkungen sollten transparent gemacht werden. So kann eine Über- oder Unterschätzung einzelner Entwicklungen in relevanten Bereichen der Analyse große Auswirkungen auf die Ergebnisse haben. Wenn diese Umstände nicht transparent erläutert werden, kann dies ebenfalls Auswirkungen auf die politischen Entscheidungen haben, die auf Grundlage der Analysen getroffen werden. Die Erwartungen zu zukünftigen Entwicklungen sind abhängig von verschiedenen Annahmen. Neben den Annahmen über die Entwicklungen an sich, ist auch das Zeitfenster auf dem die Erwartungsbildung beruht von Bedeutung. Als Beispiel seien hier die Annahmen zur Entwicklung des industriellen Sektors in der Energierferenzprognose genannt. Dort scheint die Erwartungsbildung stark von aktuellen Entwicklungen abzuhängen. Dabei wird postuliert, dass das Wachstum der Industrie bis 2020 um zehn Prozentpunkte höher angenommen wird als noch in den Energieszenarien aus dem Jahr 2010. Es stellt sich hierbei die Frage, ob die Erwartungsbildung auf einem längeren Zeitfenster in der Vergangenheit beruhen sollte, um mögliche Schwankungen zu berücksichtigen.

Transparenz und Dokumentation

63. Bei der Erstellung von modellbasierten Analysen sollte zudem eine ausführliche und transparente Dokumentation des Analysetools sowie der Parameter und Variablen durchgeführt werden. Die Auswahl der Parameter und Variablen, also den exogen vorgegebenen Größen im Gegensatz zu den endogenen Größen des Modells, und der transparente Umgang damit spielen eine wichtige Rolle. Dies ist nicht nur für die Ergebnisse relevant, sondern auch für deren Interpretation mit Blick auf politische Entscheidungen, deren Grundlage diese bilden sollen. Somit ist transparent und eindeutig herauszustellen, welche der Parameter und Variablen als endogene oder exogene Größen zu betrachten sind. Aus Sicht der Expertenkommission werden diese Aspekte gut und anschaulich dargestellt. So werden zu den einzelnen Sektoren bspw. wichtige Einflussgrößen und Annahmen übersichtlich benannt. Dies erleichtert den

Überblick maßgeblich und gibt Orientierung. Dabei werden die sog. Grundphilosophie der Entwicklungen sowie wichtige Aspekte und Annahmen erläutert.

64. Wie oben beschrieben wurden auch bei der Erstellung der Energierferenzprognose 2014 mit Unsicherheit behaftete Parameter als Eingangsgrößen verwendet, die selbst aus Modellierungen stammen. Das Zusammenwirken von Parametern als Eingangsgrößen, die bereits an sich Ergebnisse vorgelagerter Modellanalysen sind, ist mit weitergehenden Unsicherheiten behaftet, die ebenfalls transparent dokumentiert und hinreichend erläutert werden sollten, um Interpretationen der Ergebnisse besser einordnen zu können. In den Ausführungen von Prognos / EWI / GWS (2014) wird zwar erläutert, dass „[z]wischen den einzelnen Modellen Schnittstellen definiert [sind], über die die jeweiligen Ergebnisse transferiert werden. Die Konsistenz der Modellergebnisse wird in mehreren Iterationsschritten hergestellt.“ Aber wie dies methodisch ausgestaltet ist, wird allerdings nicht dargelegt und ist somit auch nicht bewertbar. Aber auch exogen vorgegebene Parameter und Rahmendaten müssen einem Konsistenztest unterzogen werden, diese müssen realistische Annahmen und Entwicklungen widerspiegeln. So sind nach Ansicht der Expertenkommission bspw. die Annahmen zur Entwicklung des CO₂-Preises zu überprüfen, dessen angenommener starker Anstieg zumindest hinterfragt werden sollte.

Anforderungen an Sensitivitätsanalysen

65. Neben der Auswahl relevanter Parameter und Variablen ist die Variation relevanter Einflussgrößen, die das Ergebnis maßgeblich beeinflussen können, von großer Relevanz. In Sensitivitätsanalysen kann abgeschätzt werden, welchen Einfluss eine Änderung unsicherer Eingangsgrößen auf das Ergebnis hat. Schönfelder et al. (2011) weisen darauf hin, dass dadurch zwar nicht „(...) die Unsicherheit selbst abgeschätzt werden [kann], doch wird deutlich, hinsichtlich welcher Parameter das Ergebnis besonders sensitiv reagiert.“ Durch Sensitivitätsanalysen und deren transparenter Darstellung können somit robuste Entwicklungen anhand einer konsistenten Auswahl der Sensitivitätsparameter identifiziert werden. In der Energierferenzprognose 2014 werden verschiedene Parameter Sensitivitätsanalysen unterzogen. In der Energierferenzprognose 2014 wird auf eine Änderung der internationalen Brennstoffpreise, der Investitionskosten in erneuerbare Energien sowie höhere CO₂-Preise kon-

trolliert. In diesem Zusammenhang vermisst die Expertenkommission allerdings eine Analyse der Auswirkungen eines niedrigeren CO₂-Preises sowie Änderungen des BIP (positiv wie negativ). Die Expertenkommission schätzt diese Änderungen als wichtige Aspekte ein und spricht diesen relevante Beeinflussungen der Ergebnisse zu. So zeigt sich bspw. in der Energieprognose 2009 (vgl. IER / RWI / ZEW, 2010), dass Veränderungen im BIP nicht unwesentliche Auswirkungen auf die Szenarioergebnisse haben. Zudem werden in den anderen Analysen der Energiereferenzprognose 2014, dem Trend- und Zielszenario, keine weiteren Sensitivitätsanalysen durchgeführt.

Interpretation modellbasierter Analysen

66. Für den politischen Entscheidungsprozess ist natürlich die Interpretation der Ergebnisse der modellbasierten Analysen einer der wichtigsten, wenn nicht der wichtigste Aspekt. So sind die vorher genannten Aspekte Voraussetzung für eine saubere Erarbeitung der Ergebnisse und den transparenten Umgang mit Einflussfaktoren.

67. Anschließend daran ist es bei der Bewertung von Modellstudien auch wichtig, die Ergebnisse aus diesen Studien nicht einfach unkritisch und unreflektiert zu übernehmen. Dieser Prozess muss ebenfalls begleitet werden und beinhaltet zum einen ex-post Bewertungen von Modellanalysen (sind die Wirkungszusammenhänge so wie sie im Modell unterstellt werden) und zum anderen das Überprüfen von gewissen Mindestanforderungen an die Modelle (dies kann z. B. durch einen peer review Prozess für die Modelle – auch durch Veröffentlichungen in referierten Fachzeitschriften – sichergestellt werden). Dabei müssen auch immer die Grenzen von Modellanalysen klar skizziert werden.

68. Auch der Umgang mit der Unsicherheit der Analysen sowie der Ergebnisse ist wichtig. Darüber hinaus ist die Interpretation durch die Politik an sich oder die Vorschläge, die in einer solchen Analyse von Autoren gemacht werden, zu beachten. In der Energiereferenzprognose 2014 wird bspw. versucht durch den Vergleich eines Zielszenarios mit einer bedingten Prognose Rückschlüsse auf die Wirkungen von Maßnahmen etc. zu ziehen. Es stellt sich allerdings die Frage, ob und unter welchen Voraussetzungen durch den Vergleich von zwei Szenarien der Effekt von bestimmten Maßnahmen abgeschätzt werden kann (vgl. Grunwald, 2014). So wird zwar ein Möglichkeitsraum für die

Zukunft aufgespannt, einzelne Beziehungen und Wechselwirkungen sind allerdings nicht eindeutig ablesbar und unterliegen Unsicherheiten, die sich bei einer vergleichenden Analyse potenzieren. So stellen Schönfelder et al. (2011) heraus: „Von zentraler Bedeutung für die Interpretation der Ergebnisse von Modellen ist, dass diese in den meisten Fällen lediglich eine Denkhilfe darstellen und helfen sollen, Entscheidungen strukturiert und gut informiert zu treffen“. Von geringerer Bedeutung sind hingegen die exakten Zahlen als Ergebnis der Modelle: „Modeling for insights, not numbers“. So könnte neben den Punktprognosen wie in der Energiereferenzprognose 2014 eine Bandbreite der Ergebnisse dargestellt werden. Dies würde die Unsicherheiten verdeutlichen, die mit der Erstellung solcher Szenarien einhergehen. In diese Darstellungen und Erläuterungen könnten auch die Sensitivitätsanalysen integriert werden.

Integration von Maßnahmen

69. Die Integration von Maßnahmen in modellbasierte Analysen stellt einen wichtigen Aspekt für den Monitoring-Prozess dar, da die Erreichung der Energiewende-Ziele über verschiedenste Instrumente und Maßnahmenbündel realisiert wird. Die Integration sowie die genutzten Annahmen und Rahmenbedingungen sollten transparent und gut dokumentiert erfolgen, damit die Entscheidungen nachvollziehbar werden. So ist darzulegen, welche politischen Maßnahmen und welche Wirkungsmechanismen dieser Maßnahmen für die Referenzrechnung konkret unterstellt werden. Sind diese Spezifikationen empirisch belastbar und welche Befunde finden sich in der Literatur? Genauso wichtig wie die Wirkungen in Referenzszenarien sind die angenommenen Maßnahmen und deren Wirkungen für Alternativszenarien. Von wem werden die Maßnahmen ausgewählt und welche Wirkungen werden diesen zugeschrieben? Die Auswahl sollte natürlich berücksichtigen, ob die Maßnahmen auch realistisch umgesetzt werden können.

70. Zudem sind neben den Wirkungen auch Wirkungshemmnisse, Unsicherheiten sowie einhergehende Pfadabhängigkeiten und lock-in Effekte zu berücksichtigen und zu erläutern. Neben den Wirkungen einzelner Maßnahmen sind auch Wechselwirkungen von Maßnahmenbündeln zu beachten. So können Wechselwirkungen zwischen Einzelmaßnahmen dazu führen, dass die gesamten Wirkungen geringer sind als die Summe der Einzelwirkungen. Für eine aussagekräftige Bewertung von Maßnahmenbündeln ist neben der Ein-

zelanalyse der Maßnahmen also ein weitergehender Analyseansatz notwendig, bei dem möglichst auch Wechselwirkungen berücksichtigt werden (vgl. Böhringer, 1999). In der Energiereferenzprognose 2014 kann dies nicht geleistet werden. Dort können die Wirkungen einzelner energie- und klimaschutzpolitischer Instrumente nicht abgeschätzt werden. Es werden hingegen die Veränderungen im Zusammenwirken von Politik, Technologie, Preisen und Präferenzen, die sich auf der Ebene der technischen Maßnahmen zeigen, dargestellt. Weitergehende Aspekte der ex-ante Evaluation von Maßnahmen und Maßnahmenbündeln werden in Abschnitt 3.4 erläutert.

Einbindung modellbasierter Analysen in den Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

71. Die herausragende Bedeutung modellgestützter Analysen einerseits und die vielfältigen Herausforderungen modellgestützter Analysen andererseits zeigen die Schwierigkeit von einzelnen, eng abgegrenzten Modellstudien. Um die heterogene Modellierungslandschaft im Energiebereich in Deutschland für den Monitoring-Prozess der Energiewende und insbesondere den Fortschrittsbericht zu nutzen, schlägt die Expertenkommission vor, die modellgestützte Begleitung stärker zu institutionalisieren. Die verschiedenen modellbasierten Gutachten sollten stärker miteinander verknüpft werden und systematisch offene Fragen schrittweise geschlossen werden. Es wäre zu erwägen, in Zukunft nicht nur ein Gutachten eines Modellierungskonsortiums als Grundlage für den Fortschrittsbericht zu nutzen. So stehen verschiedene Modelle und Teams zur Verfügung, die Entwicklungen aus unterschiedlichen Perspektiven beleuchten können und somit ein breiteres Bild über mögliche Zukunftsentwicklungen geben. Dies kann eine bessere Grundlage für zukünftige Entscheidungen bieten. In jedem Fall sollte die Einrichtung eines wissenschaftlichen Begleitkreises die Bearbeitung der Modellanalysen durch regelmäßige Diskussionen mit den Bearbeitern unterstützen.

72. Für die Nutzung dieser Heterogenität sprechen ebenfalls die oben dargestellten Einschränkungen modellbasierter Analysen und der durch die Energiewende induzierte große Bedarf an Beratungsleistungen aufgrund der Transformation des Energiesystems mit Zielsetzungen bis zum Jahr 2050. So können die verschiedenen Aspekte und Blickwinkel der einzelnen Modelle möglichst konsistent zusammen gebracht werden und der Prozess der Energiewende

zielführend weiterentwickelt werden. Da in verschiedenen Ministerien und Forschungseinrichtungen entsprechende Arbeiten durchgeführt werden, wäre eine stärkere Ausrichtung dieser Arbeiten auf die Anforderungen der Energiewende bereits ein wichtiger erster Schritt.

73. Aus der vorherigen Diskussion der Rahmenbedingungen der Modellanalysen geht hervor, dass ein Vergleich heterogener Ergebnisse unter Berücksichtigung der jeweiligen Modellrahmenbedingungen eine gute Indikation für sehr belastbare Aussagen liefert. Neben den Modellansätzen als solches sind auch die Annahmen der Modellierungsteams unterschiedlich, welche Entwicklungen, Maßnahmen und Instrumente diese für realistisch halten und welche Daten als Grundlage verwendet werden. In jedem Modell werden die Politiken anders umgesetzt und führen zu unterschiedlichen Interpretationsmöglichkeiten, welche transparent diskutiert werden sollten. Eine stärker integrierende Vorgehensweise wäre daher für den Gesamtprozess des Fortschrittsberichts sowie der Energiewende wichtig.

3 Bewertung von Maßnahmen

Das Wichtigste in Kürze

Aus Sicht der Expertenkommission ist eine evidenzbasierte Analyse, d. h. eine auf empirischen Belegen basierende Untersuchung, einzelner Maßnahmen im Rahmen der Energiewende wichtig, um deren Wirksamkeit hinsichtlich der Zielerreichung zu überprüfen. In der Vergangenheit wurde bereits auf die herausragende Bedeutung der systematischen Maßnahmenevaluation hingewiesen.

Der Fortschrittsbericht 2014 beschäftigt sich zwar mit der Evaluation von energiepolitischen Maßnahmen, jedoch findet eine tiefergehende, systematische Analyse nicht in ausreichendem Maße statt. Dies betrifft vor allem den Nachweis der Wirksamkeit und der Zielerreichung der Maßnahmen. In diesem Kapitel geht es daher um einen methodischen Beitrag zur zukünftigen Evaluation von Maßnahmen im Rahmen des Monitoring-Prozesses. Wir unterscheiden Methoden nach dem Einsatzzeitpunkt der Evaluation (ex-ante und ex-post) sowie nach der Betrachtung der Zielgruppe der Maßnahmen (Individual-ebene und Aggregatsebene).

Zudem gibt es verschiedene Abstufungen in der Stringenz der Wirkungsanalyse. Diese geht von einer reinen Beschreibung der Maßnahme mit einem Mindestmaß an quantitativen Angaben, z. B. über Ziel, Zielgruppe und Kosten der Maßnahme, über deskriptive statistische Analysen und Korrelationsanalysen bis hin zu aktuellen Methoden der Evaluationsforschung, mit denen Ursache-Wirkungs-Zusammenhänge bestimmt werden können.

Die Expertenkommission stellt hier exemplarisch drei unterschiedliche Vorgehensweisen anhand der Stromsteuer, der Lastabschaltverordnung und des EEG dar. Die beiden erstgenannten Maßnahmen scheinen keine direkte Lenkungswirkung entfaltet zu haben bzw. es ist anzunehmen, dass dieses insbesondere im Falle der Lastabschaltverordnung nicht kosteneffizient erfolgt. Die Wirkung des EEG auf den Zubau von Windenergieanlagen kann jedoch nachgewiesen werden, und die standortspezifische Förderung geht nicht mit großen Effizienzverlusten einher.

3.1 Maßnahmenevaluation im Rahmen des Fortschrittsberichts

74. Der jährliche Bericht der Bundesregierung soll den Vergleich der aktuellen Situation (Ist-Zustand) mit den Energiewende-Zielen (Soll-Zustand) ermöglichen. Indikatoren spielen hier eine wichtige Rolle, denn sie verdichten Daten, um umfangreiche Informationen kompakt und verständlich darzustellen. Indikatoren lassen jedoch keine Rückschlüsse über die Effektivität und Effizienz einzelner Maßnahmen zu. Aus Sicht der Expertenkommission ist jedoch die evidenzbasierte Analyse einzelner Maßnahmen dringend notwendig, um den Erfolg der Energiewende insgesamt langfristig zu sichern. Nur mit Hilfe einer systematischen Maßnahmenanalyse lassen sich frühzeitig Risiken aufdecken, die sich nicht oder nur sehr stark verzögert in den Indikatoren des Monitorings abbilden lassen. Darunter fallen unzureichende Wirksamkeit, unerwartet hohe Kosten oder unerwünschte Nebenwirkungen von Maßnahmen. Im Rahmen des dreijährlichen Fortschrittsberichts sollen daher weiterführende Analysen von einzelnen Maßnahmen erfolgen.

75. Der aktuelle Fortschrittsbericht der Bundesregierung beschäftigt sich in der Tat mit der Maßnahmenevaluation. Diese verbleibt jedoch oft bei Aufzählungen und verbal-deskriptiven Darstellungen. Eine systematische Analyse einzelner energiepolitischer Maßnahmen der Energiewende findet nicht in ausreichendem Maße statt. Die Expertenkommission hat in den vergangenen Stellungnahmen auf die herausragende Bedeutung der Maßnahmenevaluation und auf die Bedeutung der Erkenntnisse der empirischen Evaluationsforschung für den Fortschrittsbericht hingewiesen. Im Fortschrittsbericht wird noch nicht ausreichend belegt, inwiefern einzelne Maßnahmen ihre Wirksamkeit entfalten und ob sie wirtschaftlich das gesteckte Ziel erreichen. Auch eine Bewertung und Herausarbeitung von Ursache-Wirkungs-Zusammenhängen findet im Fortschrittsbericht noch nicht umfassend statt. Zudem werden zwar Szenarioanalysen miteinbezogen, die auf Annahmen über Ursache-Wirkungs-Beziehungen basieren, jedoch werden diese nicht genau dargestellt. Eine Wirkungsanalyse ist aber durchaus möglich. Dabei soll nicht verkannt werden, dass die Analyse von Ursache-Wirkungs-Zusammenhängen eine große Herausforderung darstellt, Datengrundlagen teilweise noch nicht verfügbar sind und der Aufwand für die Analyse erheblich sein kann.

76. Die Expertenkommission empfiehlt im Rahmen des Fortschrittsberichts eine Untersuchung von Maßnahmen auf Basis verschiedener ex-ante und ex-post Analysemethoden. Ex-ante-Analysen, wie die Folgenabschätzung mit Hilfe von Simulationsmodellen, können Lösungspfade für die wirkungsvolle Umsetzung der Energiewende aufzeigen. Ex-post-Analysen, etwa die Evaluation von Maßnahmen mittels ökonomischer Verfahren, dienen zur Erkennung von Ursachen-Wirkungs-Zusammenhängen mit dem Ziel, die Effektivität und Effizienz der Maßnahme zu bewerten. Vor allem die für die Umsetzung der Energiewende zentralen Maßnahmen sollten einer solchen systematischen Analyse unterzogen werden.

3.2 Methoden evidenzbasierter Evaluation

77. Die systematische Analyse von einzelnen Maßnahmen ist ein wichtiger Schritt hin zu einer evidenzbasierten Energiepolitik und trägt maßgeblich zur Gestaltung von Politikmaßnahmen bei. Zentrale Bestandteile sind dabei die Entwicklung von theoretischen Annahmen und deren empirische Untermauerung durch Fallstudien, statistische Betrachtungen oder Kausalanalysen. Mit Hilfe von ex-ante-Analysen können die Folgen von Maßnahmen bereits vor deren Umsetzung abgeschätzt werden. Ex-post-Analysen fokussieren dagegen auf die Bewertung bereits durchgeführter Maßnahmen. Diese beiden Ansätze verfolgen unterschiedliche Ziele, stehen jedoch in einer wechselseitigen Beziehung. Ex-ante-Analysen beispielsweise können aufzeigen, ob von der Politik ins Auge gefasste Maßnahmen geeignet sind, gegebene Ziele zu erreichen. Dabei sollten Unsicherheiten explizit aufgenommen und eingeordnet werden. Ex-ante Analysen helfen messbare Zielgrößen zu identifizieren und festzulegen, die im Rahmen einer nachgelagerten Evaluation als Referenzpunkt dienen. Ex-post-Analysen liefern Erkenntnisse über Wirkungszusammenhänge. Diese wiederum können genutzt werden, um Folgenabschätzungen empirisch besser abzusichern.

78. Das Spektrum an Methoden zur Analyse von Politikmaßnahmen ist breit. Eine Differenzierung kann zum einen über den zeitlichen Bezug zur Durchführung der Maßnahme erfolgen, zum anderen über die im Fokus stehende wirtschaftliche Einheit. Während sich die zeitliche Differenzierung in ex-ante und ex-post aufgliedert, lässt sich beim Untersuchungsobjekt zwischen Analysen

auf Individualebene (z. B. Haushalte oder Firmen) und Aggregatsebene (z. B. Sektoren oder Gesamtwirtschaft) unterscheiden (vgl. Tab. 3-1). Die in Tab. 3-1 genannten Methoden analysieren unterschiedliche Aspekte von Politikmaßnahmen und grenzen sich über verschiedene Stärken und Schwächen voneinander ab. Analysen auf Individualebene versuchen insbesondere kausale Effekte von Politikmaßnahmen zu identifizieren und quantifizieren diese Zusammenhänge. Methodischer Kern ist dabei die kontrafaktische Analyse: Wie wäre es den Individuen ergangen, wenn eine bestimmte Maßnahme nicht ergriffen worden wäre. Allerdings geben diese meist nur geringe Aufschlüsse in Bezug auf gesamtwirtschaftliche Zusammenhänge. Auch die Nutzung von Fallstudien und statistischen Analysen können in der Maßnahmenbewertung analytische Schlussfolgerungen durch Daten empirisch erhärten. Diese Einsichten sollten in weiterführenden modellbasierten Simulationsstudien genutzt werden, um Maßnahmen-Wirkungsketten in den Modellen besser abzubilden. Es gibt also nicht eine optimale Methode, die in allen Bereichen Anwendung finden kann. Vielmehr sollte auf ein ausgewogenes Portfolio an angewandten Methoden zur Analyse von Politikmaßnahmen geachtet werden, dessen Kern die Ursachen-Wirkungsanalyse bildet.

Tab. 3-1: Methoden zur Analyse von Politikmaßnahmen

	Ex-ante-Analyse Vor Umsetzung der Maßnahme	Ex-post-Analyse Nach Umsetzung der Maßnahme
Individualebene Individuen, Haushalte, Unternehmen	Mikrosimulation, Randomisierte Feldexperimente	Fallstudien, Deskriptive Analysen und Korrelationsanalysen (Mikro- daten), Quasi-Experimente
Aggregatsebene Sektoren, Gesamtwirtschaft	Simulation, Numerische Modelle	Deskriptive Analysen und Korrela- tionsanalysen (aggregierte Daten), Zeitreihenanalyse

79. Die Analyse und Bewertung von Politikmaßnahmen birgt komplexe Fragestellungen und sollte sich daher an den Erkenntnissen der modernen Evaluationsforschung orientieren. Faktoren, die den eigentlichen Effekt der zu untersuchenden Maßnahme überlagern oder beeinflussen, können die ex-ante-Analyse wie auch die ex-post-Analyse erschweren. Dies gilt beispielsweise für Mitnahmeeffekte bei Förderprogrammen oder für Wechselwirkungen zwischen Maßnahmen, die ähnliche Ziele verfolgen. Im Rahmen von ex-ante-Analysen, wie z. B. der Folgenabschätzung mittels numerischer Modelle, müs-

sen diese Wirkungen explizit modelliert werden. Bei ex-post-Analysen können rein deskriptive Analysen oder Korrelationsanalysen dieser Problematik oft nur schwer Rechnung tragen. Dies ist bei der Formulierung von Schlussfolgerungen zu beachten. Im Folgenden werden die Herausforderungen der Analyse von Politikmaßnahmen diskutiert und Lösungsansätze vorgestellt.

3.3 Anforderungen an evidenzbasierte Analyse

80. Eine evidenzbasierte Maßnahmenevaluation erfordert ein Mindestmaß an quantitativen Informationen. Diese lassen sich teilweise aus bestehendem Datenmaterial gewinnen, im Regelfall sind jedoch spezifische Studien erforderlich. Fragen zur kontrafaktischen Situation werden dabei häufig leider nicht belastbar untersucht. Immerhin können statistische Analysen helfen, analytische Schlussfolgerungen zu stützen. Die folgende Liste zur Maßnahmenevaluation ist sicher nicht abgeschlossen, bietet allerdings Mindestanforderungen bei der Analyse.

- Ziel der Maßnahme (inkl. Unter-/Nebenziele)
- Zielgruppe der Maßnahme
- Umfang der Maßnahme (z. B. Fördersumme gesamt, Steuerausfall etc.)
- Relevanz der Maßnahme und Bezug zur Energiewende
- Wirkung der Maßnahme gegenüber Referenz (Was wäre passiert, wenn es die Maßnahme nicht gegeben hätte):
 - Abgleich mit Zielsetzung (z. B. Höhe der Einsparung von Energie und/oder Treibhausgasemissionen pro Jahr etc.)
 - Einsparung von weiteren Kosten
 - Vermeidung von weiteren negativen Effekten (z. B. „Carbon Leakage“ etc.)
 - Sonstige Effekte
- Technische Fördereffizienz (z. B. Treibhausgas-Vermeidungskosten (Euro/t CO₂-Äq.) und/oder Energieeinsparungskosten (Euro/GJ))
- Wechselwirkungen mit anderen prioritären (ggf. auch sekundären) Maßnahmen in dem Bereich
- Weitere (gesamtwirtschaftliche) Effekte (z. B. Arbeitsplatzeffekte etc.)

3.4 Maßnahmenbewertung in modellbasierten ex-ante Analysen

81. Neben der ex-ante Analyse auf Individualebene durch Mikrosimulationen etc. können Rückschlüsse auf die Wirkungsweisen von politischen Instrumenten auch durch modellbasierte Analysen auf aggregierter Ebene der Gesamtwirtschaft gezogen werden. Bei der modellgestützten ex-ante Analyse von Maßnahmen sind, wie bei der modellbasierten Analyse an sich (vgl. Abschnitt 2.2), verschiedene Modelltypen zu unterscheiden. So können bspw. mit Hilfe von Instrumentenszenarien⁴ Wirkungen der Änderung in den politischen Instrumenten untersucht werden. Mit Zielszenarien⁵ können hingegen Instrumente abgeleitet werden, die für die Erreichung der Ziele notwendig wären (vgl. Prognos / EWI / GWS, 2014).

82. Eine große Herausforderung im Umgang mit politischen Instrumenten besteht darin, diese in numerische Annahmen für das Modell zu übersetzen. Politische Instrumente können direkten Einfluss auf Modellgrößen haben und somit exogen vorgegeben werden. Am Beispiel des Modells PANTA RHEI, das in der in der Energiereferenzprognose 2014 (Prognos / EWI / GWS, 2014) sowie der Studie „Gesamtwirtschaftliche Effekte der Energiewende“ (GWS / EWI / Prognos, 2014) genutzt wird, lässt sich die Implementierung von politischen Instrumenten kurz darlegen. Die Darstellung spezifischer Instrumente und Maßnahmen stellt sich dabei als mehr oder minder komplex dar. So können energiepolitisch motivierte Steuern und Abgaben direkt als exogene Größen Energiepreise erhöhen und damit die Nachfrage ändern. Weiterhin werden dadurch aber auch die Güterpreise über veränderte Stückkosten beeinflusst. Staatliche Maßnahmen im Bereich der Energieeffizienz im Gebäudebereich können bspw. über angenommene zukünftige Energieverbräuche bei Neubauten implementiert werden und langfristig in einem sinkenden Durchschnittsverbrauch resultieren; gleichzeitig verändern sie aber die Baupreise (vgl. Lehr et al., 2011). Spezifische Maßnahme-Wirkungszusammenhänge werden in den Modellen also oftmals bis zu einem gewissen Grade angenommen.

⁴ Im Klimaschutzszenario 2050 wird diese Methodik maßnahmenorientierte Modellierung genannt (vgl. Öko-Institut / Fraunhofer ISI, 2014).

⁵ Im Klimaschutzszenario 2050 wird diese Methodik zielorientierte Modellierung genannt (vgl. Öko-Institut / Fraunhofer ISI, 2014).

83. In der Energiereferenzprognose wird darüber hinaus darauf hingewiesen, dass zwischen Instrumenten und Maßnahmen differenziert werden muss. So sind Maßnahmen, im Sinne der Energiereferenzprognose, auf der technischen Ebene angesiedelt, bspw. energetisch höherwertige Sanierungen von Gebäuden oder die Substitution von Ölheizungen durch elektrisch betriebene Wärmepumpen. Wohingegen politische Instrumente dazu eingesetzt werden, um die gewünschten Maßnahmen anzustoßen. Bspw. könnten dies erweiterte KfW-Programme im Gebäudebereich, steuerliche Förderungen, die Verschärfung ordnungsrechtlicher Vorschriften oder auch Informationsprogramme sein. So weist das Konsortium darauf hin, dass nicht untersucht wurde, welche Instrumente konkret eingesetzt werden, um die in den Modellierungen zur Anwendung kommenden technischen Maßnahmen zu realisieren (vgl. Prognos / EWI / GWS, 2014). Dieses Vorgehen ist aus Sicht der Expertenkommission unbefriedigend, steht es doch der Analyse von Wirkungen bestimmter Instrumente entgegen. Der für die politische Einordnung entscheidende Zusammenhang zwischen Instrumenten und Maßnahmen bleibt ungeklärt und die spezifischen Wirkungen einzelner Instrumente werden nicht differenziert dargestellt. Die Ergebnisse können daher auch nur begrenzt handlungsleitend in die Politik wirken.

84. Eine ex-ante Wirkungsanalyse kann durch den Vergleich zweier Modellierungsläufe unter unterschiedlichen Annahmen zu den Rahmenbedingungen der Maßnahme durchgeführt werden. Aus der Differenz dieser beiden Rechnungen können die Wirkungen der Maßnahme abgeschätzt werden. Dabei wird in der Literatur darauf hingewiesen, dass nicht die Niveaus der beiden Prognosen verglichen werden sollten, sondern ausschließlich der relative Unterschied der Ergebnisse der beiden Modellläufe. Zur Absicherung und Darstellung der Robustheit der Ergebnisse müssen umfangreiche Sensitivitätsanalysen durchgeführt werden. Für die Energiewende als Ganzes scheint dieser Ansatz allerdings kaum anwendbar, da durch das Energiekonzept, die Beschlüsse zur Energiewende sowie weitergehende politische Entscheidungen ein komplexes Bündel an Instrumenten und Maßnahmen realisiert wurden und werden. Nichtsdestotrotz muss das Ziel sein, einzelne zentrale Maßnahmen explizit zu modellieren. Dies ermöglicht nicht nur die Analyse von Maßnahmenvarianten, sondern auch die Untersuchung möglicher Interdependen-

zen. In jedem Fall sind die einzelnen Annahmen transparent und nachvollziehbar darzustellen sowie die Zusammenhänge im Modell zu erläutern.

3.5 Analyse der ursächlichen Wirkung

85. Eine Vielzahl von energiepolitischen Maßnahmen wird eingesetzt, um die Energiewende-Ziele zu realisieren. Die Instrumente unterscheiden sich erheblich hinsichtlich Adressaten, Umfang und Art der durchgeführten Intervention. Bei der individuellen Überprüfung der Effektivität und Effizienz der eingesetzten Maßnahmen wird empfohlen, wenn möglich auf Methoden und Erkenntnisse der empirisch-kausalanalytischen Wirkungsforschung zurückzugreifen. Diese hat sich als moderner wissenschaftlicher Standard zur Identifizierung und Quantifizierung ursächlicher Wirkungen etabliert. In anderen Bereichen wie beispielsweise der Arbeitsmarktpolitik werden diese Methoden bereits seit längerem vermehrt angewandt. Auch der Wissenschaftliche Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie hat sich für den verstärkten Einsatz von Methoden der modernen Evaluationsforschung in der Wirtschaftspolitik ausgesprochen (BMW, 2013a).

86. Evidenzbasierte Wirtschaftspolitik stellt ebenfalls Anforderungen an die politischen Prozesse, die mit der Umsetzung von Maßnahmen verbunden sind. So beginnt die Evaluation einer Politikmaßnahme bereits vor deren Durchführung mit der Festlegung der Ziele. In diesem Stadium sollten messbare Größen bestimmt werden, mit deren Hilfe die Wirksamkeit der Politikmaßnahme im Nachhinein begutachtet werden kann. Vor und während der Umsetzung der Politikmaßnahme werden Daten auf Mikroebene gesammelt, die eine empirische Analyse der ursächlichen Wirkung ermöglichen. Bei der Erhebung dieser Daten bietet es sich an das Statistische Bundesamt einzubinden, da so auf bereits vorhandene Strukturen und Expertise einer unabhängigen Institution zurückgegriffen werden kann. Zudem würde eine Kooperation den Zugang zu den bereits vorhandenen Mikrodaten vereinfachen. Die Evaluation selbst sollte ergebnisoffen sein und durch unabhängige Forscher durchgeführt werden, die bereits bei der Erhebung der Daten miteinbezogen werden sollten. Nach Abschluss der Evaluation sind die Ergebnisse der Studien ohne Vorbehalte zu veröffentlichen und anderen Wissenschaftlern der Zugriff auf die zu Grunde liegenden Daten zu ermöglichen. Auch hier könnten bereits vorhandene Struk-

turen des Statistischen Bundesamtes in Form der Forschungsdatenzentren genutzt werden. Auf Basis der Ergebnisse der empirischen Wirkungsanalyse kann im Anschluss eine Kosten-Nutzen-Analyse der betrachteten Politikmaßnahme durchgeführt werden. In seiner Ganzheit bildet der hier dargestellte Evaluationsprozess einen wichtigen Schritt hin zu einer evidenzbasierten Energiepolitik.

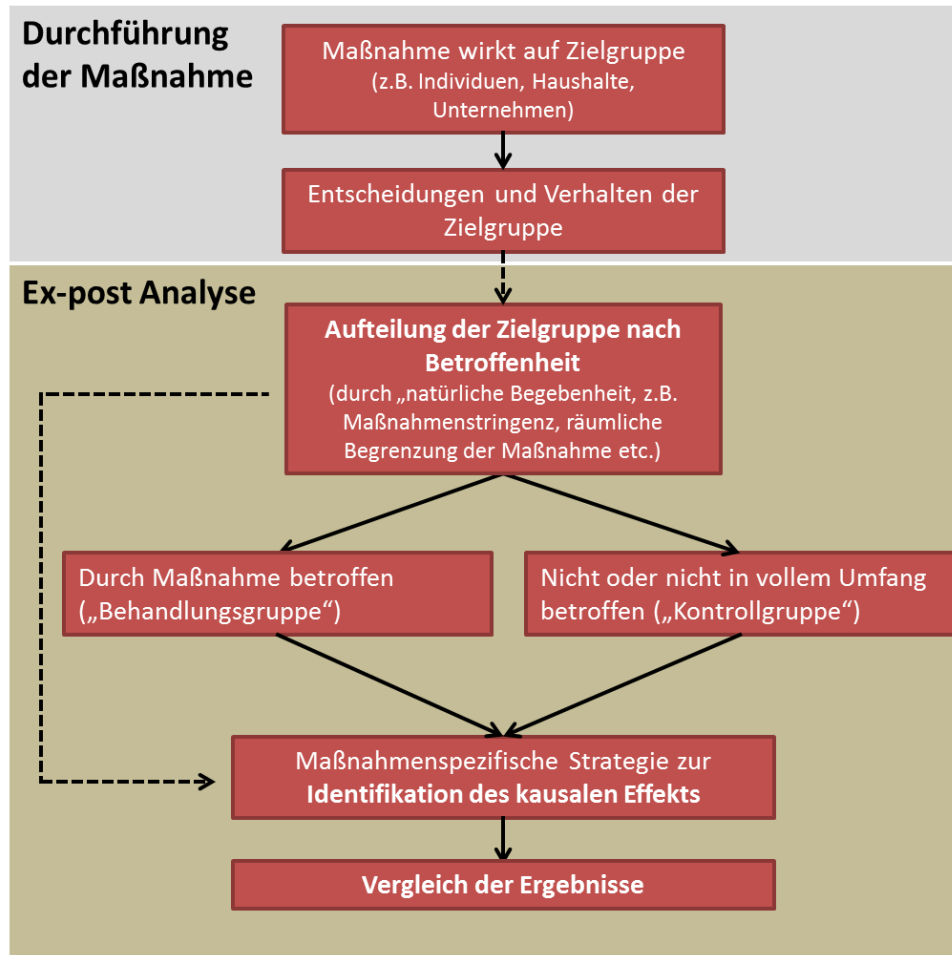
87. Die wissenschaftlichen Methoden zur Analyse der Wirkung politischer Maßnahmen haben sich in den vergangenen zwanzig Jahren kontinuierlich verbessert (Angrist und Pischke, 2010). Aktuelle Studien im Bereich der empirischen Wirkungsforschung fokussieren auf die Identifikation kausaler Effekte von sich verändernden Umständen oder Rahmenbedingungen, wie z. B. Politikmaßnahmen. Das Ziel ist die Isolierung des zu untersuchenden Effekts von sich überlagernden Wirkungen und Einflüssen anderer Faktoren. Vor allem durch die Anwendung von randomisierten Feldexperimenten und quasi-experimentellen Analysemethoden konnte so ein Beitrag zur Evaluationsforschung geleistet werden. Im Folgenden sollen diese beiden Instrumente der empirischen Wirkungsforschung vorgestellt werden und mögliche Anwendungsfelder im Bereich der Energiepolitik aufgezeigt werden.

88. Mit Hilfe von randomisierten Feldexperimenten kann die Wirkung von Maßnahmen in der *natürlichen Umgebung* der Zielgruppe unter realen Bedingungen untersucht werden (Harrison und List, 2004). Randomisierte Feldexperimente lassen Analysen *vor* der tatsächlichen Einführung der zu untersuchenden Politikmaßnahme zu. Per Zufall werden einzelne Akteure der Zielgruppe (z. B. Haushalte) der Politikmaßnahme (z. B. Maßnahme zur Förderung der Energieeffizienz in Haushalten) in eine Behandlungs- und eine Kontrollgruppe eingeteilt. Nur die Behandlungsgruppe wird der Politikmaßnahme in vollem Umfang ausgesetzt, während die Kontrollgruppe unbehelligt bleibt. Die zufällige Aufteilung stellt bei ausreichender Größe der beiden Gruppen sicher, dass sich die beiden Gruppen nicht systematisch unterscheiden. So können durch den Vergleich der durchschnittlichen Zielgrößen (z. B. Energieverbrauch eines Haushaltes) der beiden Gruppen schließlich Aussagen über die kausalen Effekte der Politikmaßnahme getroffen werden. Randomisierte Feldexperimente zeichnen sich durch ihre hohe Zuverlässigkeit bei der Ermittlung kausaler Effekte innerhalb der Zielgruppe aus (interne Validität). Je nach Anwendungsfall

kann die Durchführung dieser Art von Studie jedoch mit hohen Kosten verbunden sein.

89. Zur Untersuchung bereits abgeschlossener oder in der Durchführung befindlicher Maßnahmen werden quasi-experimentelle Studien durchgeführt. Hier werden Ausnahmetatbestände von Maßnahmen genutzt, um die ursächliche Wirkung der Maßnahme abzuschätzen. Mögliche Anwendungsfälle beziehen sich also auf Politikmaßnahmen, bei denen Teile der Zielgruppe entweder gar nicht oder zumindest nicht in vollem Umfang betroffen sind (vgl. Abb. 3-1). Hierbei werden zunächst Daten über Entscheidungen oder Verhalten der Zielgruppe (Individuen, Haushalte, Unternehmen) erhoben. Erst ex-post wird durch geeignete Aufteilung zwischen einer Gruppe, die von der Maßnahme voll betroffen wird (Behandlungsgruppe), und einer Gruppe, die von einer Maßnahme nicht oder nicht in vollem Umfang betroffen wird (Kontrollgruppe), unterschieden. Wird die gesamte Zielgruppe durch die Politikmaßnahme erfasst, ist es nicht möglich eine Kontrollgruppe zusammenzustellen und somit eine quasi-experimentelle Studie durchzuführen. Der Kern einer quasi-experimentellen Studie bildet die Vorgehensweise zur Isolation der Effekte der zu untersuchenden Politikmaßnahme (Identifikationsstrategie). Bei der Gestaltung der Identifikationsstrategie muss berücksichtigt werden, dass die Aufteilung in Behandlungs- und Kontrollgruppe nicht zufällig erfolgt. Demnach hängt die Identifikationsstrategie stark von den natürlichen Gegebenheiten und der Ausgestaltung der Politikmaßnahme ab (etwa unterschiedliche Maßnahmenstringenz, räumliche Begrenzung der Maßnahme).

Abb. 3-1: Schematischer Aufbau einer Quasi-experimentellen Studie



Quelle: Eigene Darstellung

90. Ein häufig gewählter Ausgangspunkt für die Identifikation kausaler Effekte im Rahmen von quasi-experimentellen Studien ist der Vergleich von Behandlungs- und Kontrollgruppe vor und nach der Einführung einer Politikmaßnahme. Der sogenannte Differenzen-in-Differenzen Ansatz stellt die Entwicklung der beiden Gruppen über die Zeit gegenüber. Eine abweichende Entwicklung der Zielgrößen nach der Durchführung der Politikmaßnahme lässt Rückschlüsse über den kausalen Effekt zu. Ein weiterer quasi-experimenteller Ansatz ist das Regressions-Diskontinuitäten-Design. Dieser kann beispielsweise angewendet werden, wenn eine Politikmaßnahme nur Angehörige der Zielgruppe betrifft, die einen von der Politik festgelegten Schwellenwert über-

schreiten. Durch eine Gegenüberstellung der Akteure knapp oberhalb des Schwellenwertes mit Akteuren knapp darunter, werden eine Behandlungs- und eine Kontrollgruppe bestehend aus sehr ähnlichen Probanden miteinander verglichen. Eine Identifikation des kausalen Effekts ist so unter relativ einfach zu überprüfenden Annahmen möglich. Eine dritte Herangehensweise, den kausalen Effekt einer Maßnahme zu identifizieren ist der Instrumentvariablen-Ansatz. Dieser kommt in der Regel zum Einsatz, wenn der Differenzen-in-Differenzen Ansatz nicht anwendbar ist, z. B. aufgrund von unbeobachteten Faktoren, welche die Analyse erschweren.⁶ Es kann durchaus Fälle geben, bei denen es sich anbietet verschiedene Ansätze simultan zu verfolgen, um den zu untersuchenden Effekt zu identifizieren.⁷

3.6 Beispiel: Evaluation der Stromsteuer

91. Das Vorgehen bei der Evaluierung kausaler Effekte von Maßnahmen während und nach der Umsetzung hängt stark vom konkreten Anwendungsfall ab. Eine mögliche Vorgehensweise soll im Folgenden exemplarisch anhand einer Evaluation der Stromsteuer illustriert werden (Flues und Lutz, 2014), die im Fortschrittsbericht 2014 als bestehende Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz genannt wird, und deren differenzierte Ausgestaltung mit Ausnahmeregelungen in Abhängigkeit vom Stromverbrauch bei der Diskussion der Energiepreise besprochen wird. Die Stromsteuer soll eine Lenkungswirkung auf die Unternehmen des Verarbeitenden Gewerbes in Deutschland entfalten und enthält aufgrund von befürchteten Wettbewerbswirkungen spezifische Ausnahmen für stromintensive Unternehmen. Die Stromsteuer wurde im

⁶ Der Instrumentvariablen- Ansatz kommt zum Einsatz, wenn unbeobachtete Faktoren gleichzeitig die Selektion in Behandlungs- und Kontrollgruppe sowie die Zielgrößen beeinflussen. Mit Hilfe einer Drittvariable – der sogenannten Instrumentvariable – wird zunächst der Anteil der Variation der Politikmaßnahme isoliert, der nicht durch andere Faktoren beeinflusst wird. In einem zweiten Schritt wird diese Variation genutzt, um den kausalen Effekt der Maßnahme zu ermitteln.

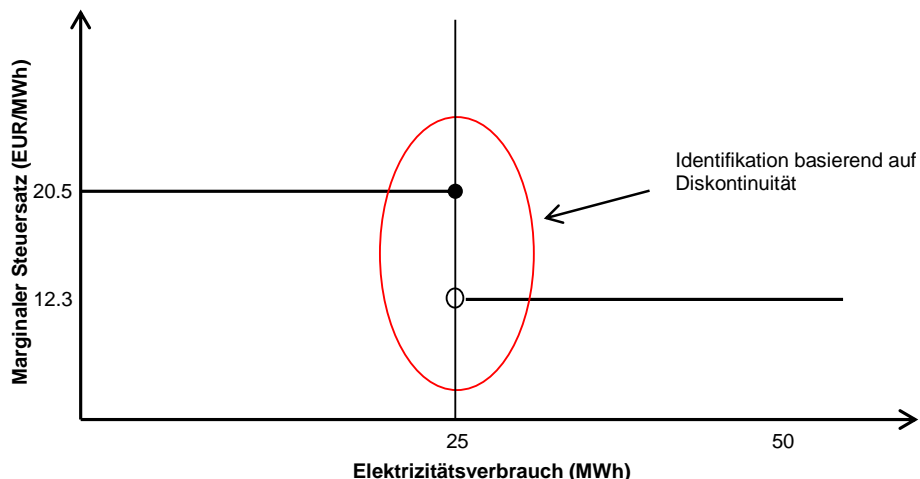
⁷ Für eine detaillierte Darstellung der einzelnen Methoden der empirisch-kausalanalytischen Wirkungsforschung verweisen wir auf das Gutachten des Wissenschaftlichen Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie mit dem Titel „Evaluierung wirtschaftspolitischer Fördermaßnahmen als Element einer evidenzbasierten Wirtschaftspolitik“ (BMW, 2013a).

Jahr 1999 im Rahmen der ökologischen Steuerreform eingeführt. Das Verarbeitende Gewerbe wurde als großer Verbraucher von Elektrizität bei der Umsetzung dieser Maßnahme miteinbezogen. Es bestehen jedoch Ausnahmeregelungen für energieintensive Unternehmen: Unternehmen, deren Stromverbrauch festgelegte Schwellenwerte überschreiten, profitieren von einem reduzierten Steuersatz. Der marginale Steuersatz weist somit Sprünge an den politisch festgelegten Schwellenwerten auf. Diese Sprünge können nun genutzt werden, um den kausalen Effekt der Reduktion des Steuersatzes festzustellen (durch die Anwendung des Regressions-Diskontinuitäten Ansatzes). Die im Fokus der Betrachtung stehenden Zielgrößen sind Kennzahlen für die Wettbewerbsfähigkeit und Energieintensität der betroffenen Unternehmen. Die Behandlungsgruppe bilden die Unternehmen, deren Stromverbrauch unmittelbar oberhalb des Schwellenwerts liegen und somit von einem reduzierten Steuersatz profitieren (vgl. Abb. 3-2). Im Gegensatz dazu bilden die Unternehmen, deren Stromverbrauch unmittelbar unterhalb des Schwellenwerts liegt und somit den vollen Steuersatz zahlen, die Kontrollgruppe. Die Unternehmen der beiden Gruppen verbinden dementsprechend systematisch unterschiedliche Grenzkosten mit dem Verbrauch von Elektrizität. Eine ähnliche Herangehensweise kann für etliche Maßnahmen im Rahmen des Fortschrittsberichts Anwendung finden. Beispiele sind etwa die Evaluierung der Wirkungen des EEG und der Besonderen Ausgleichsregel (BesAR) auf die betroffenen Unternehmen. Auch in diesen Fällen existieren Diskontinuitäten von Maßnahmen, die eine Untersuchung kausaler Effekte ermöglichen.

92. Im Rahmen der Untersuchung wird der Effekt der Reduktion des marginalen Steuersatzes auf die Zielgrößen Umsatz, Exporte, Investitionen, Anzahl der Arbeitnehmer und spezifischer Elektrizitätsverbrauch analysiert. Die Grundlage für die Identifikationsstrategie bilden zwei zu treffende Annahmen: (i.) Die betrachteten Zielgrößen müssen in der unmittelbaren Umgebung des Schwellenwerts stetige Funktionen des Elektrizitätsverbrauchs sein. (ii.) Die Unternehmen können ihre Zugehörigkeit zur Behandlungs-, bzw. Kontrollgruppe, nicht durch eine Anpassung ihres Elektrizitätsverbrauchs bestimmen. Durch die Anwendung statistischer Tests lässt sich zeigen, dass beide Annahmen nicht verletzt sind. In diesem Fall erlaubt es die Untersuchung, die Wirkung der Stromsteuer auf die relevanten Zielgrößen in Unternehmen – die ansonsten vergleichbar sind – zu ermitteln. Der Vergleich der durchschnittli-

chen Zielgrößen von Behandlungs- und Kontrollgruppe zeigt die kausalen Effekte der Steuerreduktion.

Abb. 3-2: Die Funktion des marginalen Steuersatzes in Abhängigkeit vom Elektrizitätsverbrauch im Jahr 2005



Quelle: Eigene Darstellung; Flues und Lutz (2014)

93. Die Zielgrößen der Untersuchung und die Informationen über den jährlichen Elektrizitätsverbrauch der Unternehmen stammen von den Amtlichen Firmendaten für Deutschland (AFiD). Die Statistischen Landesämter erheben die Daten von allen Betrieben in Deutschland, deren zugehöriges Unternehmen mehr als 20 Mitarbeiter hat.⁸ Der Zugang zu den Daten wird über die Forschungsdatenzentren des Statistischen Bundesamtes und der Statistischen Landesämter geregelt. Der Datensatz enthält allgemeine Charakteristika sowie Informationen über Energie- und Elektrizitätsverbräuche auf Betriebs- und Unternehmensebene. Dieser Mikrodatsatz ist für verschiedene Fragestellungen zur Wirkungsanalyse energiepolitischer Maßnahmen bei Unternehmen geeignet.

94. Die Ergebnisse der Analyse zur Stromsteuer zeigen, dass der Unterschied in den marginalen Steuersätzen keinen nachweisbaren kausalen Effekt auf

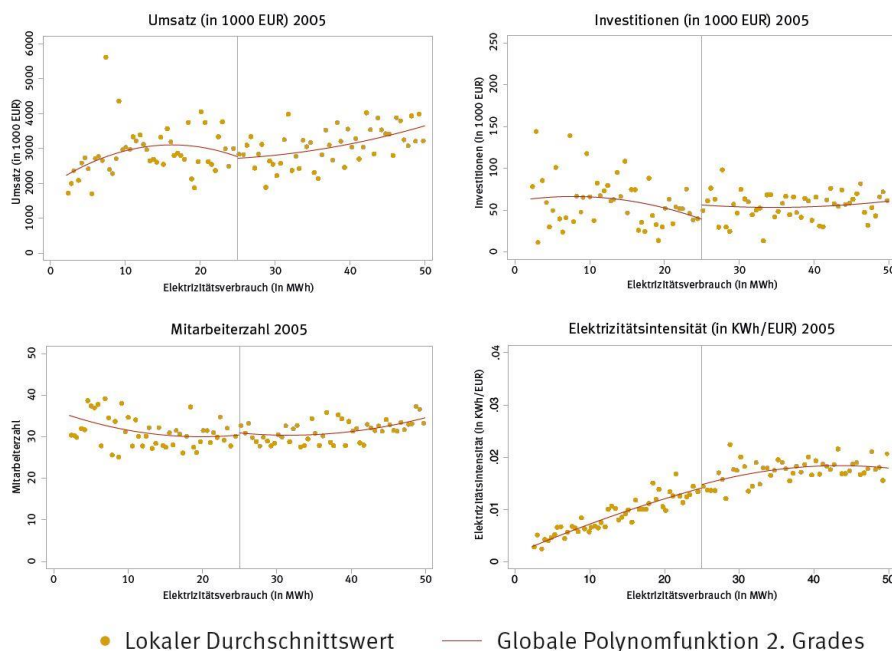
⁸ Dies gilt für die Jahre 1995-2006. Seit 2007 liegt die Grenze bei 50 Mitarbeitern.

Umsatz, Exporte, Investitionen, Anzahl der Arbeitnehmer und spezifischen Elektrizitätsverbrauch hatte. Dieses Ergebnis ist auch aus Abb. 3-3 ersichtlich, in der die Zielvariablen Umsatz, Investitionen, Mitarbeiterzahl und Elektrizitätsintensität (spezifischer Elektrizitätsverbrauch pro Einheit Wertschöpfung) als Funktion des Elektrizitätsverbrauchs für das Jahr 2005 dargestellt sind. Die Punktwolke zeigt lokale Durchschnitte des spezifischen Elektrizitätsverbrauchs, für Abschnitte einer Bandbreite von einer MWh. Aufgrund der niedrigeren Grenzkosten für Unternehmen mit niedrigerem Stromsteuersatz („Behandlungsgruppe“), wäre eine *Verschiebung* der Punktwolke rechts vom Schwellenwert zu erwarten. Der Grenzsteuersatz für Großverbraucher ist niedriger festgesetzt worden, um energieintensiven Unternehmen keine zu großen Belastungen durch die damit notwendigen Verbesserungen bei der Energieeffizienz aufzuerlegen. Tatsächlich hat die Reduktion des marginalen Steuersatzes jedoch keinen nachweisbaren Effekt auf die Zielvariablen. Das bedeutet, dass sich Unternehmen knapp oberhalb der Sprungstelle nicht signifikant von Unternehmen knapp unterhalb des Schwellenwertes in den betrachteten Zielgrößen unterscheiden. Die Wirkungen der Steuersatzreduktion auf Umsatz, Investitionen und Mitarbeiteranzahl sind somit empirisch nicht nachweisbar, was auch für den Lenkungseffekt der Stromsteuer gilt. Eine potenzielle negative Auswirkung auf die Wettbewerbsfähigkeit ist daher nicht empirisch belegbar. Die mit der Steuersatzdifferenzierung intendierten Wirkungen sind in der Maßnahmenevaluation also nicht nachzuweisen.

95. Die hier dargestellte Analyse der Stromsteuer ist nur ein Beispiel für die Möglichkeiten, welche die empirische Wirtschaftsforschung zur ex-post-Evaluation von energiepolitischen Maßnahmen bietet. Mit Hilfe der Ursachen-Wirkungsanalyse könnten noch weitere Maßnahmen tiefergehend untersucht werden, etwa der europäische Emissionshandel oder die Besondere Ausgleichsregelung im Rahmen des EEG. Die erforderliche Datengrundlage hierzu besteht bereits in Form der Amtlichen Firmendaten für Deutschland. Auch Maßnahmen im Bereich der privaten Haushalte könnten mit den Methoden der Wirkungsanalyse untersucht werden. Das Forschungsdatenzentrum der Statistischen Ämter des Bundes und der Länder bietet auch hier ein umfangreiches Datenangebot (z. B. die Einkommens- und Verbrauchsstichprobe). In Kombination mit anderen - eventuell speziell für diesen Zweck erhobenen - Daten könnten diese administrativen Informationen über individuelles Verhal-

ten von Haushalten genutzt werden, um etwa Maßnahmen wie die Energieeinsparverordnung (EnEV) oder die KfW-Gebäudesanierungsprogramme zu evaluieren.

Abb. 3-3: Effekt der Reduktion des marginalen Steuersatzes ab 25 MWh auf verschiedene Zielwerte im Jahr 2005



Quelle: Flues und Lutz (2014), eigene Darstellung

3.7 Beispiel: Verordnung über Vereinbarung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV)

96. Die systematische Analyse von einzelnen Maßnahmen in der evidenzbasierten Energiepolitik basiert auf der Entwicklung von theoretischen Annahmen und deren empirische Untermauerung. Sind Kausalanalysen nicht möglich, dann können statistische Betrachtungen oder Ergebnisse aus Fallstudien weiterhelfen. Das zielführende Vorgehen für die Analyse von Instrumenten lässt sich exemplarisch am Beispiel der Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) vom 28. Dezember 2012 darstellen. Hierbei handelt es sich um ein relativ einfach strukturiertes und in seinen Wirkungen gut beobachtbares Instrument mit dem Ziel einer verbesserten Stromversorgungssicherheit. Der Fortschrittsbericht 2014 enthält unter Abschnitt III.2.1.9

eine Stellungnahme zu diesem Instrument. Daher möchte die Expertenkommission etwas ausführlicher auf dieses Instrument eingehen

97. Bei der AbLaV handelt es sich um ein Instrument der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zur zeitlichen Flexibilisierung der Elektrizitätsnachfrage, und zwar über die gezielte Aktivierung der Flexibilitätspotentiale großer industrieller Stromverbraucher. Die AbLaV hat im Prinzip die gleiche Wirkrichtung auf die Netzstabilität wie die ebenfalls von den ÜNB aktivierbare positive Regelleistung (Minutenreserve), auch wenn sich die Präqualifikations- und Abrufbedingungen in den Details unterscheiden.⁹ Zur Einordnung sei hier ergänzt, dass die Gesamtkapazität der positiven Regelleistung derzeit bei 5.000 MW liegt, während lt. AbLaV zusätzlich maximal 3.000 MW abschaltbare Leistungen ausgeschrieben werden können. Gemäß ÜNB (2014a) liegt das effektive Ausschreibungsvolumen jedoch derzeit mit maximal 1.200 MW weit darunter.

98. Die Anbieter von abschaltbaren Lasten können alternativ am Markt für positive Regelleistung teilnehmen oder Elektrizität am Intraday- oder am Day-ahead-Markt verkaufen, um aus dem vorhandenen Flexibilitätspotential Deckungsbeiträge zu erzielen. Für die lt. AbLaV erfolgreichen Gebote wird ein gesetzlich regulierter Leistungspreis von 2.500 Euro/MW und Monat und bei Leistungsabruf außerdem noch ein Arbeitspreis von 400 Euro/MWh gezahlt. Demgegenüber hängen die Erlöse aus den anderen Flexibilitätsoptionen von den täglich wechselnden Bedingungen an den Stromgroßhandelsmärkten ab. Damit es unter diesen Umständen überhaupt zu Geboten entsprechend der AbLaV kommt, werden die erfolgreichen Bieter von der Bereithaltung abschaltbarer Lasten freigestellt, sofern der AbLaV-Arbeitspreis den Day-Ahead-Preis oder die Leistungspreise aus positiver Regelleistung unterschreitet.

99. Angesichts dieser Vorgaben kann es nicht überraschen, dass abschaltbare Lasten vergleichsweise sehr teuer sind. Bisher wurden über die AbLaV an gerade einmal zwei Tagen insgesamt weniger als 500 MWh Stromnachfrage abgeregelt (Leistung von rund 80 MW für jeweils 3 Stunden). Dafür sind im

⁹ Beispielsweise muss die Minutenreserve über die gesamte Dauer des Ausschreibungszeitraumes (6 Zeitintervalle täglich) zur Verfügung gestellt werden, während abschaltbare Lasten für mindestens 16 Stunden innerhalb des Ausschreibungszeitraums (1 Monat) zur Verfügung stehen müssen.

Jahr 2014 Kosten von insgesamt 30 Mio. Euro aufgelaufen, die bis Ende 2014 nach offiziellen ÜNB-Schätzungen noch auf rund 35 Mio. Euro steigen sollen. Die Stabilisierung von Stromnetzen über die AbLaV ist also offensichtlich extrem kostenineffizient.

100. Der Fortschrittsbericht 2014 stellt weiterhin fest, dass „flexible Lasten zukünftig auch durch andere Vermarktungsoptionen insgesamt zu einer sicheren und kosteneffizienten Energieversorgung in Deutschland beitragen“ sollen. Die Alternativen zur Stabilisierung der Stromnetze wurden und werden sehr aktiv und erfolgreich genutzt, und zwar in weitaus stärkerem Maß als die AbLaV. Für den Fortschrittsbericht 2014 wirft dies die Frage auf, ob das mit der AbLaV geschaffene sehr teure Instrument überhaupt erforderlich ist. Beispielsweise wäre zu prüfen, welche Stromversorgungssituation (Mengenbilanz, Kosten) an den zwei Tagen im Jahr 2014 eingetreten wäre, hätten keine gemäß AbLaV abschaltbaren Lasten zur Verfügung gestanden. Anstatt sich mit dieser Frage zu beschäftigen, deutet der Fortschrittsbericht 2014 an, durch Abbau von Hemmnissen für die Teilnahme an den AbLaV-Ausschreibungen das – vorerst bis Ende 2015 beschränkte und scheinbar wenig genutzte – Instrument weiter auszubauen.

101. Keine Stellung bezieht der Fortschrittsbericht zur Frage nach dem Verhältnis der verschiedenen oben genannten Flexibilitätsinstrumente zueinander. Grundsätzlich gilt: Je mehr den Netzbetreibern Flexibilitätsinstrumente zugewiesen werden, desto weniger Flexibilität steht auf den Energy-only-Märkten zur Verfügung. Ein wesentliches Flexibilitätspotential wurde in den letzten Jahren durch die Entwicklung des Intraday-Markts geschaffen. Bevor an einer Weiterentwicklung der AbLaV gearbeitet wird, sollte sich die Bundesregierung zur angestrebten Rolle des Intraday-Markts äußern – und zwar vor allem deshalb, weil die Marktteilnehmer Klarheit über die eigenen Flexibilitätsstrategien benötigen. Soll die AbLaV weiterentwickelt werden, würde das wohl nicht ohne negative Auswirkungen auf den Intraday-Markt erfolgen können. Ohne eine dringend gebotene politische Priorisierung der verschiedenen Flexibilitätsoptionen ist die angestrebte kosteneffiziente Flexibilisierung der Stromnachfrage kaum möglich. Der im Frühjahr 2015 erwartete Bericht der Bundesnetzagentur zur Anwendung der AbLaV wäre eine gute Gelegenheit zur empirischen Klärung der angesprochenen Sachverhalte.

3.8 Beispiel: Einspeisevergütungen für Windkraftanlagen

102. Ein weiteres Beispiel für die Maßnahmenevaluation wird anhand der Wirkungsanalyse des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) bzw. des Stromeinspeisungsgesetzes gezeigt. Dafür wird der Einfluss der Einspeisevergütung auf den regionalen Windausbau von 1996 bis 2010 auf Landkreisebene untersucht (Hitaj et al., 2014). Während im Rahmen des Stromeinspeisungsgesetzes jeder Standort den gleichen Einspeisevergütungssatz erhielt, wurde mit der Einführung des EEG im Jahr 2000 die Einspeisevergütung an das Windpotenzial des jeweiligen Standorts gekoppelt. In der Konsequenz erhielten Standorte mit geringeren Windgeschwindigkeiten einen höheren Vergütungssatz¹⁰. Diese Variation über Zeit und Standorte ermöglicht den Einfluss der Einspeisevergütung auf den Ausbau der Windkraftanlagen von anderen potenziellen Einflussfaktoren zu separieren.

103. Dazu wird ökonomisch der regionen-spezifische Zubau an Windkraftleistung in Abhängigkeit von der standort-spezifischen Vergütung (diese wird aggregiert auf Landkreisebene betrachtet) sowie weiteren regionalen (Kontroll-) Variablen geschätzt, wie z. B. das Windenergiepotenzial, die Dichte des Stromnetzes, das regionale Bruttoinlandsprodukt, die Bevölkerungsdichte etc. Die notwendigen Daten stammen aus der Anlagestammdatenbank der Übertragungsnetzbetreiber sowie aus der Regionaldatenbank der Statistischen Ämter des Bundes und der Länder.

104. Die Analyse zeigt, dass bei einer Erhöhung der Einspeisevergütung von 1 Cent/kWh die Gesamtkapazität von Windkraftanlagen in Deutschland um 764 MW pro Jahr im Zeitraum von 1996 bis 2010 bzw. um 1.528 MW pro Jahr in den Jahren von 2005 bis 2010 ausgebaut wird. Die Ergebnisse können auch den Effekt zeigen, der auf eine Veränderung der Kostenverteilung des Netzan schlusses zurückzuführen ist. Seit der Einführung des EEG im Jahr 2000 müssen die Netzbetreiber die Zusatzkosten für den Anschluss der Anlagen übernehmen. Ab diesem Zeitpunkt hat auch in der empirischen Analyse die Verfügbar-

¹⁰ Dies geschieht über eine höhere Anfangsvergütung, deren Länge von dem Windpotenzial abhängt. Dabei gibt es eine Untergrenze der Standortqualität von 60 % von einem bestimmten Referenzstandort, bei der keine Vergütung mehr gewährt wird.

keit des Netzes (dargestellt durch die Netzdichte) in der jeweiligen Region keine signifikante Auswirkung mehr auf den Ausbau der Windenergie.

105. Der Zubau an Windkraftanlagen im existierenden Regulierungsregime wird mit kontrafaktischen Szenarien verglichen, in denen alle Standorte einen einheitlichen Vergütungssatz erhalten. Die Analyse zeigt, dass ein einheitlicher Vergütungssatz die Stromeinspeisung pro Kapazität der Windkraftanlagen zwar erhöht, die existierende Vergütungsstruktur im EEG jedoch zu 1 % höherer Stromeinspeisung aus Windkraftanlagen pro Euro Förderung und zu knapp 4 % höheren Emissionsminderungen pro Euro Förderung führt. Die standort-spezifische Förderung führt somit zwar zu einer verminderten Effizienz der Förderung, diese ist aber vergleichsweise klein.

4 Treibhausgasemissionen

Das Wichtigste in Kürze

Die Expertenkommission begrüßt die Offenheit der Bundesregierung, mit der sie bekundet, dass mit den vorhandenen Maßnahmen die Treibhausgasemissionen bis 2020 um lediglich 33 bis 34 % statt der angestrebten 40 %, gesenkt werden können. Diese Zielverfehlung zeichnete sich auch schon mit der tatsächlichen Entwicklung seit 2010 deutlich ab.

Der Fortschrittsbericht hebt deutlich hervor, dass in allen Sektoren noch erhebliche Emissionsminderungspotentiale bestehen. Es werden auch die dafür relevanten Handlungsfelder beschrieben. Die Expertenkommission vermisst aber Hinweise auf die konkret zu ergreifenden Maßnahmen und deren Zielerfüllungsbeiträge. Angesichts der drohenden Lücke bei der Erreichung des Minderungsziels muss nach Auffassung der Expertenkommission den gegensteuernden Maßnahmen eine hohe Priorität eingeräumt werden. Sie verkennt aber nicht, dass die Bundesregierung dabei vor einer äußerst komplexen Aufgabe steht.

Aus technischer Sicht sind die verstärkte Nutzung der erneuerbaren Energien und die forcierte Verbesserung der Energieeffizienz die entscheidenden Mittel zur Schließung der Lücke. Die Expertenkommission teilt aber die Auffassung, dass es nicht leicht sein wird, die angestrebte Emissionsminderung in der kurzen Zeit bis 2020 allein mit einer Steigerung der Endenergieproduktivität und der zusätzlichen Ausweitung der erneuerbaren Energien zu schaffen. Insoweit kann sie nachvollziehen, dass die prinzipiell kurzfristiger zu erschließenden Potentiale tatsächlich im Stromsektor liegen.

Angesichts der zahlreichen Anträge der Stromversorgungsunternehmen auf Stilllegung von Kraftwerken könnte die Bundesnetzagentur solche vorzugsweise für emissionsintensiv produzierende Anlagen genehmigen, sofern damit keine Nachteile bei der Versorgungssicherheit verbunden sind. Dabei gibt die Expertenkommission zu bedenken, dass fast sämtliche Stromerzeugungsanlagen in Deutschland dem EU-Emissionshandel unterliegen. Eine Stilllegung von Anlagen in Deutschland würde zwar die dem Territorialprinzip folgende nationale Emissionsbilanz entlasten, doch wäre ein effektiver Klimaschutzeffekt kaum zu erwarten. Die Bundesregierung sollte deshalb prüfen, in wie weit sie

die mit der zusätzlichen Kraftwerksstilllegung verbundenen nationalen Emissionsminderungen durch Kauf und Stilllegung von EU-Emissionsrechten kompensieren kann und darf. Die entsprechenden Überlegungen gelten auch für den Ende November 2014 in den Medien diskutierten Plan, auf Basis gesetzlicher Regelungen durch Stilllegung von Kohlekraftwerken 22 Mio. t CO₂ zu sparen. Sie sollte ebenso die übrigen in Kapitel 1 aufgeführten Optionen zur zusätzlichen Emissionsminderung prüfen.

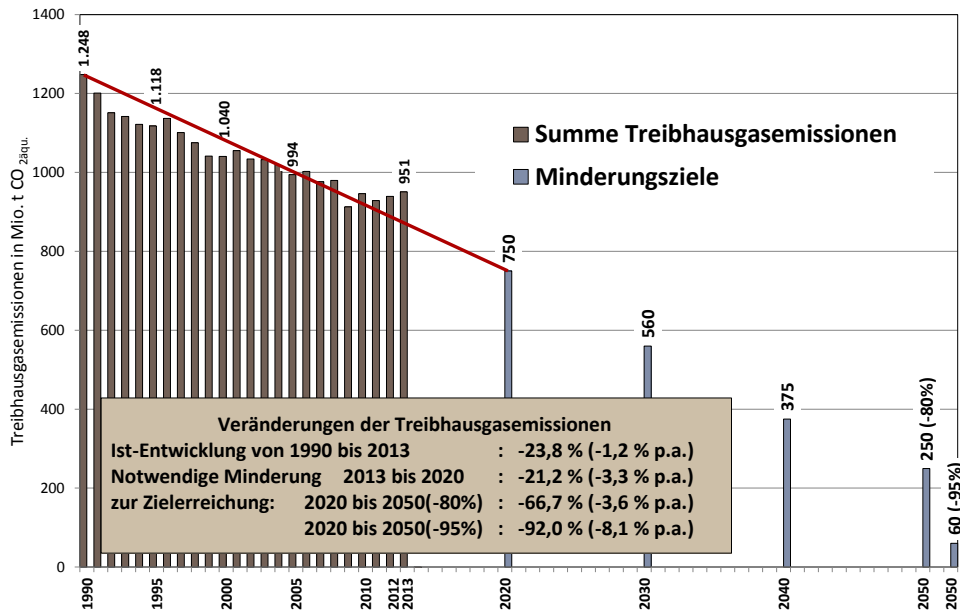
4.1 Entwicklungstrends

106. In Abschnitt I.5 des Fortschrittsberichts 2014 wird eine umfassende Darstellung der Entwicklung der Treibhausgase in Deutschland seit 1990 vorgenommen. Auch werden die Gründe für die in den Jahren 2012 und 2013 wieder steigenden Treibhausgasemissionen benannt. Dabei beruhen die Daten für die Jahre von 1990 bis 2012 auf den vorliegenden Nationalen Emissionsinventaren; für 2013 sind die Schätzwerte des Umweltbundesamtes herangezogen worden. Dieser Darstellung kann gefolgt werden, so dass eine weitere Kommentierung entbehrlich ist.

107. Bisher sind zwar schon beachtliche Erfolge bei der Emissionsminderung erreicht worden, aber eine Fortsetzung der letztjährigen Trends würde notwendigerweise zu einer erheblichen Zielverfehlung für das Jahr 2020 führen. Immerhin müssten gegenüber 2013 die Treibhausgasemissionen bis 2020 pro Jahr um 3,3 % gesenkt werden, während für die Jahre von 1990 bis 2013 lediglich eine jahresdurchschnittliche Reduktion um 1,2 % festzustellen ist.

108. Das BMUB geht davon aus, dass die Treibhausgasemissionen bis 2020 ohne zusätzliche Maßnahmen lediglich um 33 bis 34 % reduziert werden. Das entspricht etwa einer Lücke von 62,5 bis 100 Mio. t CO₂-Äq. Eine Fortsetzung des bisherigen Trends von 1990 bis 2013 würde sogar zu einer Lücke von 125 Mio. t CO₂-Äq. führen. Abb. 4-1 macht die hier skizzierten Zusammenhänge deutlich.

Abb. 4-1: Entwicklung der Treibhausgasemissionen von 1990 bis 2013 und Ziele bis 2050



Quelle: Darstellung basierend auf UBA (2014a), UBA (2014b) und BMWi / BMU (2010)

109. In diesem Zusammenhang sei übrigens auf einen Tatbestand hingewiesen, der bisher allenfalls am Rande thematisiert worden ist. Das Klimaschutzpolitische Ziel der Emissionsminderung im Energiekonzept der Bundesregierung bezieht sich nicht allein auf die CO₂-Emissionen, sondern umfasst das ganze Bündel der sechs Treibhausgase, also neben CO₂ auch CH₄, N₂O sowie die drei F-Gasgruppen HFKW, FKW und SF₆. Dazu gehören auch die CO₂-Emissionen aus Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft. Die Expertengruppe begrüßt, dass diese sechs Treibhausgase im vorliegenden Entwurf des Fortschrittsberichts mit Stand vom 21. November 2014 nun vollständig in die Überlegungen zu Maßnahmen zur Emissionsminderung einbezogen sind.

4.2 Maßnahmen zum Erreichen der Minderungsziele für Treibhausgase

110. Im Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 (mit Stand vom 12. November 2014) wird hervorgehoben, dass das angestrebte Minderungsziel um 40 % ohne „erhebliche zusätzliche Anstrengungen“ verfehlt wird. Mit Recht ver-

weist die Bundesregierung darauf, dass in allen Sektoren erhebliche technisch-wirtschaftliche Potenziale für zusätzliche Minderungen bestehen. Explizite Aussagen zu den Potentialen werden allerdings nicht getroffen. Auch bleiben die für die einzelnen Sektoren vorgesehenen Maßnahmen zur Emissionsminderung meist recht unspezifisch. Teilweise handelt es sich auch um eine Mischung aus rein technischen Möglichkeiten zur Emissionsminderung und nur qualitativ angedeuteten Maßnahmen. Eher werden Handlungsfelder als konkrete Maßnahmen genannt.

111. Dies gilt beispielsweise für den Bereich der Energiewirtschaft. Dort werden folgende Handlungsfelder genannt: Eine anspruchsvolle Reform des Emissionshandels bereits deutlich vor 2020 auf EU-Ebene, ein kontinuierlicher, naturverträglicher Ausbau der erneuerbaren Energien im Rahmen des definierten EEG-Ausbaupfades bis 2025 bzw. 2050, die Weiterentwicklung der Kraft-Wärmekopplung, Maßnahmen zur Reduzierung des Stromverbrauchs, u.a. durch die ambitionierte Ausgestaltung des „Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz“ und eine Weiterentwicklung des konventionellen Kraftwerksparks. Eine Konkretisierung der für diese Handlungsfelder vorgesehenen Maßnahmen, die die Bundesregierung beispielsweise zur Reform des Emissionshandels oder zur Weiterentwicklung der Kraft-Wärmekopplung zu ergreifen gedenkt, steht aus. Ähnliches gilt auch für die übrigen Endenergieverbrauchssektoren. Am ehesten erscheinen noch die Maßnahmen für den Bereich der Haushalte sowie für die Landwirtschaft spezifiziert. Hier wird aber vorwiegend auf die schon existierenden Maßnahmen Bezug genommen.

112. Der Hinweis im Fortschrittsbericht, die Bundesregierung habe mit dem Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 zusätzliche Maßnahmen beschlossen, um das 2020-Ziel zu erreichen, kann mit der Fassung vom 12. November 2014 nur bedingt bewertet werden. Hinreichend differenziert und spezifiziert werden dort die Maßnahmen weitgehend nur für die nicht energiebedingten Treibhausgasemissionen.

113. Nicht zu bewerten ist auch die Aussage der Bundesregierung, dass das Ziel einer Minderung der Treibhausgasemissionen um mindestens 40 % eingehalten werden kann, wenn sie zugleich darauf verzichtet, eine konkrete Zahl für die maßnahmengetriebene zusätzliche Treibhausgasemissionsminderung

zu nennen. Dies lässt die Vermutung zu, dass noch Aktivitäten in Planung sind, deren Erfolg noch nicht absehbar ist.

114. Interessant ist der Hinweis im Fortschrittsbericht, dass die Bundesregierung einen Klimaschutzplan 2050 erarbeiten will, „der die weiteren Reduktionsschritte im Lichte der europäischen Ziele und der Ergebnisse der Pariser Klimaschutzkonferenz 2015 bis zum Ziel im Jahr 2050 beschreibt und in einem breiten Dialogprozess mit Maßnahmen unterlegt (BMW, 2014a). Interessant ist auch der Hinweis im Aktionsprogramm Klimaschutz, dass die Bundesregierung dessen Umsetzung in einem kontinuierlichen Prozess bis 2020 begleiten wird, wozu das Bundesumweltministerium einen jährlichen Klimaschutzbericht erstellt, der in die Berichte zum Monitoring Energiewende in geeigneter Form einfließen soll.

115. Positiv sind im Vergleich zur Diskussion der Maßnahmen zur Emissionsminderung die Forderungen nach Abbau von klimaschädlichen Subventionen ebenso wie beispielsweise die Hinweise auf die positiven Effekte der Nationalen Klimaschutzinitiative. Misst man das Nationale Klimaschutzprogramm 2020 und den Fortschrittsbericht an dem zwischen BMW und BMUB abgestimmten Eckpunktepapier vom Frühjahr 2014, so finden sich die darin angekündigten Elemente nur begrenzt wieder. Immerhin sollte nach dem Eckpunktepapier das Aktionsprogramm folgende Elemente enthalten (BMUB, 2014a):

- Darstellung der Ausgangslage und Identifizierung des Handlungsbedarfs.
- Identifizierung der technisch-wirtschaftlichen Minderungspotenziale im Hinblick auf die Emission von Treibhausgasen (CO₂, CH₄, N₂O, HFKW, FKW und SF₆) nach Sektoren (Energiewirtschaft, Industrie, Handel/Gewerbe/Dienstleistungen, Verkehr, private Haushalte, Landwirtschaft, übrige Emissionen) unter Berücksichtigung der Beiträge der Energiewende.
- Festlegung sektoraler Beiträge auf der Grundlage dieser Potenziale.
- Maßnahmenprogramm mit Fokus auf kurzfristig wirksame Maßnahmen zur Schließung der Lücke zum 2020-Ziel.
- Darstellung von weiteren Handlungsfeldern und Maßnahmen (Anpassung, Treibhausgasenken, insbesondere Wälder und Moorböden).

- Stärkung und institutionelle Verankerung der Monitoring-Kapazitäten (Berichterstattung, Projektionen, unabhängige Evaluierung, wissenschaftliche Begleitung).
- Auftrag zur Erarbeitung des langfristigen nationalen Klimaschutzplans, der in einem breiten Dialog- und Beteiligungsprozess erstellt und 2016 vorgelegt werden soll.

116. Auch wird nicht jede Maßnahme so beschrieben, wie das Eckpunktepapier noch mit den folgenden Stichworten erwarten ließ:

- der Ist-Zustand
- die technisch- wirtschaftlichen Potenziale
- der mit der Maßnahme zu erreichende Zielbeitrag / ggf. Abschätzung des quantitativen Minderungsbeitrags (zu sektoralen Zielen)
- Inhalte der Maßnahme
- zu berücksichtigende relevante Erfolgs- und Hemmnisfaktoren
- Identifizierung der Akteure (inkl. Interessen und Handlungspotenziale)
- Zeitplan
- Kosten und Finanzierung
- Umsetzungskonzept

Zur Frage der Maßnahmenevaluation siehe auch unsere Ausführungen in Kapitel 3.

117. Die Expertenkommission hält diese Elemente einer Maßnahmenbeschreibung für sinnvoll und geeignet. Sie sollten daher auf jeden Fall in den nächsten Berichten der Bundesregierung berücksichtigt werden. Angesichts der Tatsache, dass die Größenordnung der Zielverfehlung im Jahr 2020 mindestens 62,5 bis 100 Mio. t CO₂-Äq. betragen könnte, zeigt sich die Expertenkommission enttäuscht darüber, dass in dem Fortschrittsbericht wie im NAPE und/oder im Klimaschutzprogramm noch keine vollständige Liste konkreter Maßnahmen zur Schließung der Lücke genannt werden. Denn über die existierenden Maßnahmen hinaus werden erhebliche zusätzliche Aktivitäten notwendig sein, um das 40 %-Ziel im Jahr 2020 noch zu erreichen. Aus technischer Sicht sind die verstärkte Nutzung der erneuerbaren Energien und die forcierte Verbesserung der Energieeffizienz die entscheidenden Hebel zur Schließung der Lücke. Schon im Kommentar der Expertenkommission zum zweiten Moni-

toring-Bericht ist darauf hingewiesen worden, dass der Effizienzsteigerung bis 2020 ein besonderes Gewicht zukommt.

118. Allerdings ist zu konstatieren, dass die Energieeffizienz trotz der verschiedenen sie begünstigenden Maßnahmen in den vergangenen Jahren in fast allen Sektoren eher verhalten gesteigert werden konnte, so dass aus heutiger Sicht kaum mit dem erforderlichen Anstieg der Endenergieproduktivität um 2,1 % pro Jahr gerechnet werden kann. Zweifellos bestehen in allen Endenergiebereichen noch große Einsparpotentiale. Dies gilt nicht zuletzt für den Gebäudebereich. Es ist aber anzunehmen, dass deren Potential schon aufgrund zeitlicher Trägheiten bis 2020 kaum im notwendigen Umfang erschlossen werden kann. Ähnliches gilt auch für den Verkehr wie für die Industrie, in der sich die Energieeffizienz in den letzten Jahren ohnehin besonders langsam verbessert hat. Daher wird es schwer fallen, die Treibhausgasemissionen über Einsparbemühungen um die zusätzlich notwendigen Mengen in der kurzen Zeit bis 2020 zu reduzieren. Die unter diesen Voraussetzungen denkbaren Optionen sind in Kapitel 1 erläutert, darauf sei hier nur hingewiesen.

5 Energieverbrauch und Energieeffizienz

Das Wichtigste in Kürze

Die bisherigen Tendenzen im Bereich der Energieeffizienz lassen in den meisten Fällen eine mehr oder weniger starke Zielverfehlung erwarten. Dies gilt insbesondere für das Ziel einer Reduktion des Primärenergieverbrauchs bis 2020 um 20 % oder für die angestrebte Steigerung der Endenergieproduktivität um jahresdurchschnittlich 2,1 %.

Auch die Bundesregierung rechnet mit einer deutlichen Zielverfehlung, wenn sie davon spricht, dass der Primärenergieverbrauch bis 2020 im Vergleich zu 2008 nicht um 20 % sondern lediglich um 7,2 bis 10,1 % sinken wird. Daraus ergibt sich, dass eine noch deutliche zusätzliche Verringerung des Primärenergieverbrauchs von mindestens 1.400 PJ notwendig ist.

Nach Aussagen im Fortschrittsbericht sollen durch die im Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) vorgesehenen Maßnahmen für die Endenergiesektoren voraussichtlich rund 390 bis 460 PJ Primärenergie eingespart werden können. Die notwendige Konsequenz zusätzlicher Maßnahmen etwa auch im Bereich der Energiebereitstellung und -umwandlung wird aber nicht gezogen. Die Expertenkommission kann nicht nachvollziehen, wie die Regierung zwar ein großes Defizit feststellen kann, dann aber Maßnahmen vorschlägt, die kaum mehr als ein Drittel des Defizits ausgleichen können. Die Expertenkommission hätte eine Aussage dazu erwartet, wie die Deckungslücke geschlossen werden soll.

Zudem beschränkt sich der Fortschrittsbericht bei den bestehenden Maßnahmen weitgehend auf eine rein deskriptive Darstellung. Aus Sicht der Expertenkommission hätte aber die Erkenntnis der Zielverfehlung erfordert, die bestehenden Maßnahmen vor allem auch im Hinblick auf ihre bisherige Wirksamkeit näher zu analysieren. So aber wird der selbst gesetzte Anspruch, dass „einige wichtige Maßnahmen der Bundesregierung zur Steigerung der Energieeffizienz beschrieben und bewertet werden“ (BMW, 2014a) kaum erfüllt. Die Energieeffizienz erhält nach Auffassung der Expertenkommission nicht den Stellenwert, der im Koalitionsvertrag 2013 ausdrücklich postuliert worden ist.

Bei den folgenden Betrachtungen handelt es sich im Wesentlichen um eine quantitative Darstellung der Veränderungen von Energieverbrauch und Ener-

gieeffizienz. Dabei sind die vom BMWi wie von der Expertenkommissionen zugrunde gelegten Daten überwiegend identisch; überwiegend beruhen sie auf Angaben der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) und des Statistischen Bundesamtes. Angemerkt sei, dass in diesem Kapitel vor allem auf die Entwicklungen auf gesamtwirtschaftlicher Ebene sowie in den Sektoren Industrie und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) und Haushalte eingegangen wird. In gesonderten Kapiteln werden Aussagen zum Gebäudebereich (Kapitel 6) und zum Verkehr (Kapitel 7) getroffen.

Gesamtwirtschaftliche Energieeffizienz

119. Insgesamt ist der Primärenergieverbrauch (PEV) im Jahr 2013 im Vergleich zum Vorjahr um 2,8 % gestiegen; auch bereinigt um Temperatur- und Lagerbestandeffekte hat er noch um 1,9 % zugenommen. Gegenüber dem Zielbezugsjahr 2008 war er indes um 3,8 % (0,8 % p.a.) bzw. bereinigt um rund 5 % (-1,0 % p.a.) niedriger. Um das Ziel eines bis 2020 um 20 % geringeren PEV noch zu erreichen, müsste er gemessen an den Ursprungswerten gegenüber 2013 um knapp 17 % oder um 2,6 % p.a. bzw. im Vergleich der bereinigten Werte um fast 16 % oder um 2,4 % p.a. gesenkt werden. Das Tempo der Verbrauchsminderung müsste somit drastisch gesteigert werden.

120. Eine entsprechende Bewertung ist aus Sicht der Expertenkommission unabdingbar. Dies würde auch der im Fortschrittsbericht verfolgten Zielsetzung entsprechen, wonach „mit dem Monitoring-Prozess ... fortlaufend überprüft (wird), ob die Ziele aus dem Energiekonzept erreicht werden und wie die Maßnahmen wirken. Bei absehbaren Zielverfehlungen werden Maßnahmen vorgeschlagen, um die Ziele zu erreichen“ (BMW, 2014a).

121. Zur Zielerreichung ist eine erhebliche Steigerung der Primärenergieproduktivität erforderlich. Hierzu gibt es zwar kein explizit formuliertes Produktivitätsziel, doch lässt sich bei gegebenem gesamtwirtschaftlichen Wachstum implizit ermitteln, wie sich die Primärenergieproduktivität verändern müsste, um das absolute Verbrauchsziel zu erreichen. Unter der Annahme eines jährlichen Wachstums des Bruttoinlandsproduktes um 0,9 % müsste die Primärenergieproduktivität von 2013 bis 2020 um 3,6 % p.a. (Ursprungswerte) bzw. 3,4 % p.a. (bereinigte Werte) verbessert werden – von 2008 bis 2013 waren es im Vergleich dazu lediglich 1,2 % bzw. 1,5 % p.a.

122. Der Fortschrittsbericht weist im Übrigen zu Recht darauf hin, dass die Struktur des PEV nach wie vor von fossilen Energieträgern geprägt wird. Der Hinweis, dass 2013 der Verbrauch von konventionellen (fossilen und nuklearen) Energieträgern deshalb rückläufig war, weil der Ausbau der erneuerbaren Energien weiter vorangeschritten ist, ist schon logisch nicht richtig, zumal bei dem insgesamt gestiegenen PEV die konventionellen Energieträger mit 2,7 % nur wenig schwächer zugelegt haben als die erneuerbaren Energien mit einem Plus von 3,7 %.

123. Ausgehend von einer Bewertung der empirischen Entwicklung wird beim Stromverbrauch ausdrücklich auf die bis 2020 zur Zielerreichung (minus 10 %) noch notwendige Minderung hingewiesen. Dabei wird jedoch nur die erforderliche Reduktionsrate gegenüber dem Zielbezugsjahr 2008 als Maßstab genommen. Von Interesse ist aber eher der Vergleich der bisher schon abgeschlossenen Entwicklung von 2008 bis 2013 und der künftig bis 2020 noch notwendigen Veränderungen gegenüber 2013. Zur Zielerreichung müsste der Stromverbrauch bis 2020 jedes Jahr um rund 1 % gesenkt werden – von 2008 bis 2013 waren es im Jahresdurchschnitt zwar schon 0,7 %. Bei gegebenem Wirtschaftswachstum (s.o.) und trendmäßiger Entwicklung der gesamtwirtschaftlichen Stromproduktivität wie von 2008 bis 2013 (1,1 % p.a.) würde sich bis 2020 jedoch eine „Lücke“ von etwa 33 TWh oder 5,7 % ergeben. Allerdings deuten aktuelle Daten darauf hin, dass der Stromverbrauch in den ersten drei Quartalen 2014 gegenüber dem vergleichbaren Vorjahreszeitraum erneut, und zwar um rund 4 % oder etwa 18 Mrd. kWh abgenommen hat. Verschiedentlich wird die Auffassung geäußert, dass der bisherige Rückgang des Stromverbrauchs zumindest teilweise auch auf die wachsende Bedeutung des statistisch nicht erfassten Selbstverbrauchs aus Eigenerzeugung zurückgeführt werden kann – der tatsächliche Rückgang also überschätzt wird. Diese Auffassung ist nach Aussage der AG Energiebilanzen nicht haltbar, da die Aufkommenseite der elektrischen Energie (Inlandserzeugung plus Strom-Austauschsaldo) bis auf allenfalls marginale Beträge vollständig abgedeckt wird.

124. Explizit wird im Energiekonzept der Bundesregierung ein Effizienzziel für die Endenergieproduktivität genannt. Sie soll sich beginnend mit 2008 bis 2050 jedes Jahr um 2,1 % erhöhen. Tatsächlich hat sie sich in den Jahren von 2008 bis 2013 lediglich um 0,2 % (Ursprungswerte) bzw. 0,6 % (bereinigte Werte) erhöht. Zur Zielerreichung bis 2020 müsste sie also von 2014 an be-

trächtlich gesteigert werden, und zwar jedes Jahr um 3,5 % bzw. 3,2 %. Bei trendmäßiger Fortschreibung wie von 2008 bis 2013 würde sich eine Zielverfehlung von 20 % bzw. 17 % (im Vergleich zum Zielwert von 367 bzw. 362 Euro/MJ würden trendmäßig nur 293 bzw. 302 Euro/MJ erreicht) ergeben. Statt einer bloßen Nennung der bisherigen Veränderungen wäre gerade bei diesem wichtigen Ziel eine bewertende Kommentierung der großen Diskrepanzen zwischen angestrebter und bisher tatsächlich realisierter Produktivitätssteigerung auch mit Blick auf den darauf folgenden Handlungsbedarf sehr hilfreich gewesen.

Sektorale Energieeffizienz

125. Die Entwicklung der gesamtwirtschaftlichen Energieproduktivität ist letztlich das Resultat der Veränderungen in den einzelnen Verbrauchssektoren und den dort erzielten Effizienzfortschritten. Der Fortschrittsbericht gibt für die Sektoren Industrie und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) nur einen sehr knappen und kursorischen Überblick. Dies mag auch daran liegen, dass das Energiekonzept für diese beiden Sektoren keine eindeutigen Ziele formuliert hat.

126. Festzustellen ist, dass sich die Energieproduktivität in der Industrie in den Jahren von 2008 bis 2013 nur sehr moderat verbessert hat; die jahresdurchschnittlichen Steigerungsraten betragen bei den Ursprungswerten nur wenig mehr als 0,3 % und bei den bereinigten Werten lediglich 0,5 %. Insoweit gingen von der Industrie keine wesentlichen positiven Effekte auf die Veränderungen der gesamtwirtschaftlichen Produktivität aus. Die in Zukunft notwendige Entwicklung der industriellen Energieproduktivität lässt sich mangels entsprechender sektoraler Ziele nicht eindeutig definieren. Angesichts eines Anteils des industriellen Endenergieverbrauchs von fast 30 % am gesamten Endenergieverbrauch ist aber ersichtlich, dass eine signifikante Steigerung der industriellen Energieproduktivität notwendig ist, um einen entsprechenden Beitrag zu der angestrebten Rate der Endenergieproduktivität zu leisten.

127. Ähnliches gilt für den Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD). Gemessen am sektoralen Endenergieverbrauch je Einheit Bruttowertschöpfung in den relevanten Subsektoren errechnet sich für den Zeitraum von 2008 bis 2013 nur eine Steigerung der Energieproduktivität von 0,6 % p.a. (Ur-

sprungswerte) oder 0,9 % p.a. (bereinigte Werte). Auch diese Veränderungen liegen weit unterhalb des Zielwertes für die gesamte Endenergieproduktivität.

128. Wie weit die Haushalte (vgl. gebäudebezogene Aussagen in Kapitel 6) und der Verkehr (nähere Aussagen dazu in Kapitel 7) die schwache Entwicklung in Industrie und GHD etwa überkompensieren können, erscheint fraglich. Betrachtet man nur die Entwicklung des absoluten Verbrauchs in diesen beiden Sektoren, so ist festzustellen, dass im Verkehr von 2005 bis 2013 wie bei den Haushalten von 2008 bis 2013 das Verbrauchsniveau höher war als im Zielbezugsjahr 2005 (Verkehr) bzw. 2008 (Haushalte).

129. Bei den Haushalten zeigt sich eine gespaltene Entwicklung zwischen dem Energieeinsatz für die Raumheizung und demjenigen für die übrigen Anwendungsfelder. Beachtlich ist der Rückgang des absoluten Energieeinsatzes für die Raumheizung, dem auf der anderen Seite eine deutliche Aufwärtsentwicklung bei den übrigen Anwendungen gegenübersteht. Letzteres mag in erster Linie mit der zunehmenden Ausstattung der Haushalte mit Elektrogeräten, insbesondere mit Informations- und Kommunikationsgeräten, zu erklären sein. Immerhin ist der gesamte (bereinigte) Endenergieverbrauch der Haushalte von 2008 bis 2013 um 3 % gesunken.

Bewertung der Entwicklung von Energieverbrauch und Energieeffizienz

130. Der vorstehende Überblick über die Ziele der Bundesregierung zur künftigen Entwicklung des Energieverbrauchs und der Energieeffizienz im Vergleich zu einer Fortsetzung der bisherigen Tendenzen zeigt bei wichtigen Zielen auffällige Diskrepanzen, die in Tab. 5-1 ausgewiesen sind. Beispielsweise könnte der Primärenergieverbrauch bis 2020 lediglich um gut 10 % statt um 20 % reduziert werden, was einer Deckungslücke um beinahe 1.400 PJ oder um knapp 11 % entspricht. Wesentlich näher kommt die Trendentwicklung beim Stromverbrauch den angestrebten Zielen – hier beträgt die Deckungslücke rund 15 Mrd. kWh oder knapp 3 %. Als besonders problematisch stellt sich die Entwicklung der Endenergieproduktivität dar. Bei einer Trendfortschreibung würde sich bis 2020 nur eine Steigerung um insgesamt rund 7 % ergeben, während zur Zielerreichung eine Steigerung um 28 % notwendig wäre. Nur wenig günstiger fällt das Resultat beim Verkehr aus: Der Zielwert für 2020 wird um rund 320 PJ oder um 12 % verfehlt. Ähnliches gilt mit Blick auf den gebäudebezogenen Energieverbrauch.

Tab. 5-1: Trends und Ziele im Bereich der Energieeffizienz

		Primärenergie- verbrauch*	Bruttostrom- verbrauch	Endenergie- produktivität*	Gebäudebezo- gener Energie- verbrauch*	EEV Verkehr
		PJ	Mrd. kWh	Mio. €/TJ	PJ	PJ
Zielbezugs- jahr	Jeweilige Einheit	14409	618	282	3671	2586
2013		13765	598	290	3464	2612
Zielbasis- jahr bis 2013	durchschnitt- liche Verän- derungen in %	-0,9	-0,7	0,6	-1,2	0,2
2013 bis Zieljahr 2020		-2,6	-1,1	3,5	-2,3	-1,6
2013	% gegenüber Zielbezugsjahr	-4,5	-3,2	2,8	-5,6	1,0
Trend 2020		-10,4	-7,6	7,0	-13,0	2,4
	Jeweilige Einheit	12911	571	302	3194	2649
Ziel 2020	%	-20	-10	28	-20	-10
	Jeweilige Einheit	11527	556	362	2937	2328
Lücke bei Ziel- erreichungs		-1384	-15	-60	-257	-322
*) Bereinigte Werte						

Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage der AG Energiebilanzen

131. Vor diesem Hintergrund konstatiert die Expertenkommission einen beträchtlichen Handlungsbedarf zur Abwendung der Gefahr einer weitgehenden Verfehlung der Ziele der Energiewende. Angesichts der breiten Palette der potentiellen Zielverfehlungen hat dies erhebliche Konsequenzen für die politischen Entscheidungen über die notwendigen zusätzlichen Maßnahmen. In erster Linie muss es hier um die nahezu alle Bereiche erfassenden Anstrengungen gehen, die Energieeffizienz zu steigern. Dies dürfte nicht an einem Mangel an den vorhandenen technischen Potentialen scheitern. Die meisten Untersuchungen zeigen zudem, dass große Potentiale selbst unter einzelwirtschaftlichen Gesichtspunkten rentabel zu erschließen sind. Allerdings sollte angesichts der zu lösenden Probleme der über die „low hanging fruits“ der Effizienzsteigerung hinausgehende investive Aufwand nicht unterschätzt bzw. die Investitionsbereitschaft der Betroffenen nicht überschätzt werden.

132. Die Expertenkommission übersieht auch nicht die Gefahr, dass das Ausmaß und die Intensität der Handlungsnotwendigkeiten die Problemlösungskapazität der Regierung wie der Bevölkerung übersteigen könnte. Es ist nicht auszuschließen, dass die erforderlichen Maßnahmen vielfach nicht die Akzeptanz in der Gesellschaft bzw. in den jeweils betroffenen Gruppen finden werden und so deren Umsetzung behindert oder sogar gänzlich verhindert wird.

133. Schließlich weist die Expertenkommission in diesem Zusammenhang auch auf zeitliche Restriktionen hin. Immerhin muss es jetzt darum gehen, Maßnahmen so einzuleiten und umzusetzen, dass innerhalb der verbleibenden wenigen Jahre die Ziele für 2020 noch zu erfüllen sind. Insbesondere die Umsetzung eingriffsintensiver Maßnahmen vor allem zur Stimulierung größerer Investitionen in der Wirtschaft und/oder bei Privaten bedingt aber meist einen erheblichen Zeitbedarf insbesondere dann, wenn dafür erst noch die gesetzlichen Grundlagen geschaffen werden müssen. Besonders kritisch wird es sein, die notwendigen Investitionen zur energetischen Sanierung im Gebäudebestand zeitgerecht tätigen zu können, selbst wenn frühzeitig die entsprechenden finanziellen Anreize für einen entsprechenden Investitionsschub gesetzt werden.

134. Trotz der Hindernisse, will die Expertenkommission hier aber nicht missverstanden werden. Sie hält die Steigerung der Energieeffizienz in allen Sektoren für unabdingbar für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende. Zugleich stellt sie aber auch fest, dass die bisherigen Anstrengungen nicht ausreichen, um die notwendigen Anreize zu setzen. Gerade auf dem Gebiet der Energieeffizienz ist in der Vergangenheit viel versäumt worden. Wenn die Expertenkommission also zu bedenken gibt, ob angesichts der abzusehenden Zielverfehlungen noch rechtzeitig wirksam gegengesteuert werden kann, so kann dies keinen energie- und klimaschutzpolitischen Attentismus bedeuten. Vielmehr sind auf den genannten Feldern so rasch wie möglich die notwendigen politischen Entscheidungen zu treffen und die entsprechenden Maßnahmen umzusetzen, von denen eine Richtungsstabilität mit Blick auch auf die nach 2020 sich eher noch verstärkenden Anforderungen zur Steigerung der Energieeffizienz erwartet werden kann.

Maßnahmen zum Bereich Energieverbrauch und Energieeffizienz

135. Gemessen an den in Teil I des Fortschrittsberichts skizzierten energie-wirtschaftlichen Entwicklungstrends lässt sich der Schluss ziehen, dass sich Deutschland in Bezug auf die Energieeffizienzziele nicht auf dem Zielpfad befindet. Die Überlegungen der Expertenkommission dazu bestärken diese Auffassung. Das lässt auch die Vermutung zu, dass offenkundig auch die bisher eingesetzten Maßnahmen und Instrumente noch nicht geeignet waren, einen wirksamen Beitrag zur notwendigen Steigerung der Energieeffizienz zu leisten. Vor diesem Hintergrund hätte erwartet werden können, dass im Teil II des Fortschrittsberichts insbesondere die zusätzlichen Maßnahmen angesprochen werden würden, die als geeignet zur Zielerfüllung umgesetzt werden sollen. Dies umso mehr, als dort selbst hervorgehoben wird, dass sich der Primär-energieverbrauch bis 2020 lediglich um etwa 7,2 bis 10,1 % gegenüber 2008 verringern dürfte statt um die angestrebten 20 %. Daraus leitet sich nach Aussagen im Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) ab, dass zur Schließung der Zielerreichungslücke „eine deutliche zusätzliche Verringerung des PEV um mindestens 1.400 PJ notwendig ist (NAPE, S.11). Zugleich wird im Entwurf des Fortschrittsberichts hervorgehoben, dass die seit Oktober 2012 beschlossenen Energieeffizienzmaßnahmen, insbesondere die Verschärfung der Energieeinsparverordnung (EnEV 2013), die bereits erfolgte Aufstockung des CO₂-Gebäudesanierungsprogramms um 300 Mio. Euro auf derzeit 1,8 Mrd. Euro Programmmittel jährlich, sowie die Einführung von Programmen zur Förderung der Energieeffizienz in der Industrie, bis 2020 voraussichtlich zu einer weiteren Verringerung des Energieverbrauchs in Höhe von rd. 43 PJ (rd. 2,5 Mt. CO₂-Äq.) führen. Gemessen an der zuvor genannten Lücke ist dies mit einem Anteil von nur 3 % freilich eher ein marginaler Beitrag.

Bestehende Maßnahmen

136. Mit Blick auf die bestehenden Maßnahmen werden im Fortschrittsbericht im Wesentlichen nur ihre Inhalte referiert. Mit wenigen Ausnahmen (s.u.) werden keine Aussagen über die Art der jeweiligen Evaluierung getroffen oder eine Bewertung der mit diesen Maßnahmen erreichten Wirkungen vorgenommen. In Kapitel 3 dieser Stellungnahme wurden hierzu Hinweise über die Möglichkeiten gegeben. Insgesamt werden 10 Maßnahmen als wichtig klassifiziert. Dazu zählt auch die EU-Energieeffizienzrichtlinie, wobei unerwähnt

bleibt, dass das Ziel dieser Richtlinie (Art. 7), von 2014 bis 2020 Energieeinsparungen in Höhe von 1,5 % pro Jahr zu realisieren, deutlich unter dem nationalen Ziel Deutschlands liegt, und überdies nur für eine Teilmenge des gesamten Energieverbrauchs gilt.

137. Die Ökodesign-Richtlinie und die Energieverbrauchskennzeichnungs-Richtlinie einschließlich der zu ihrer Umsetzung in nationales Recht geltenden Gesetze zielen auf die Minderung von Umweltauswirkungen energieverbrauchsrelevanter Produkte ab. Die geforderten Mindesteffizienzstandards der Produkte werden dabei nicht durch die Richtlinie selbst, sondern durch die auf ihrer Grundlage erlassenen Durchführungsmaßnahmen etabliert, meist als EU-Verordnungen, die keiner weiteren Umsetzung durch die EU-Mitgliedsstaaten bedürfen. Mit den Durchführungsmaßnahmen werden die einzelnen Anforderungen an die Produkte sowie Vorschriften zur Kontrolle, Dokumentation und Produktinformation formuliert. Damit soll eine belastbare Erfolgskontrolle sichergestellt werden. Die im Fortschrittsbericht zitierte Untersuchung (Öko-Institut, 2013) kommt dabei zu dem Ergebnis einer Minderung des Stromverbrauchs bis 2020 in einer Größenordnung um rund 32,4 TWh. Das sind reichlich 5 % des Stromverbrauchs im Jahr 2008. Sofern sich dies in der Realität bestätigt, kann dieser Maßnahme auch ein hoher Zielerfüllungsbeitrag zugesprochen werden. Die Expertenkommission empfiehlt eine Überprüfung der Wirksamkeit dieser Maßnahme.

138. Die Maßnahme „Energieberatung Mittelstand“ umfasst im Wesentlichen die finanzielle Förderung einer Initial- und Detailberatung mit dem Ziel Effizienzpotentiale im Bereich von kleinen und mittelständischen Unternehmen (KMU) zu erschließen. Durch die Beratung soll im Durchschnitt der drei Jahre von 2008 bis 2010 eine Stromeinsparung in Höhe von 154 GWh, eine Brennstoffeinsparung von 486 GWh sowie eine Minderung der CO₂-Emissionen um 208 kt bewirkt worden sein. Das dazu notwendige Investitionsvolumen betrug im Durchschnitt 222 Mio. Euro, knapp 18 Mio. Euro machte die öffentliche Förderung der Beratung aus, und die CO₂-Vermeidungskosten werden mit 16 bis 75 Euro/t CO₂ angegeben (BMW, 2014a, Abschnitt II.3). Insgesamt sind die erzielten Effekte dieser Maßnahme also begrenzt, zeigten aber mit mehr als 9.000 beratenen Unternehmen eine recht große Breitenwirkung. Die Richtlinie zur Förderung der Energieberatung läuft Ende 2014 aus. Das Förderangebot soll dann aber an die für hochwertige Energieaudits bestehenden Vorgaben

der Energieeffizienz-Richtlinie angepasst und um die Förderung eines Konzepts zur Abwärmenutzung und um eine geförderte Umsetzungsbegleitung erweitert werden.

139. Bei allen anderen der beschriebenen existierenden Maßnahmen (das sind: Energieeffiziente Beschaffung; Energie- und Strombesteuerung; Stärkung des Marktes für Energiedienstleistungen; Förderung hocheffizienter Querschnittstechnologien; weitere Förderprogramme zur Steigerung der Energieeffizienz in Industrie und Gewerbe; Impulsgespräche durch das RKW-Kompetenzzentrum; Energie-Checks der Verbraucherzentralen; Informations- und Beratungsangebote für private Haushalte) geht es im Wesentlichen um eine mehr oder weniger detaillierte Darstellung der Maßnahmen und ihrer Zielakteure. Eine Bewertung der realisierten bzw. zu erwartenden quantitativen Wirkungen wird dagegen im Fortschrittsbericht 2014 nur ansatzweise vorgenommen.

Neue Maßnahmen

140. Vor dem skizzierten Hintergrund ist festzuhalten, dass die bisherigen Texte zu den existierenden Maßnahmen im Teil II zum Kapitel „Energieverbrauch und Energieeffizienz“ nur eine sehr begrenzte Aussagefähigkeit im Hinblick auf die jeweiligen Maßnahmenwirkungen beinhalten.

141. Vordringliche Aufgabe muss es nach Auffassung der Expertenkommission sein, die Maßnahmen zu definieren, die geeignet sind, die verbleibende Lücke bei der Minderung des Primärenergieverbrauchs von rund 10 bis knapp 13 Prozentpunkten zu schließen. Der Nationale Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE)¹¹ sollte eben dies für die Endenergiesektoren tun. Dabei benennt der NAPE die folgenden 3 Eckpfeiler:

1. die Energieeffizienz im Gebäudebereich voranbringen,
2. die Energieeffizienz als Rendite- und Geschäftsmodell etablieren und

¹¹ Der Nationale Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) muss vom Nationalen Energieeffizienzaktionsplan (NEEAP) unterschieden werden. Der NAPE bezieht sich auf die Erfüllung der selbst gesetzten Ziele aus dem Energiekonzept und deckt die Endenergiesektoren ab. Der NEEAP wird hingegen im Rahmen der europäischen Energieeffizienzrichtlinie erstellt, deckt somit die Endenergiesektoren und KWK ab und beschreibt die Zielerfüllung des europäischen Ziels.

3. die Eigenverantwortlichkeit für Energieeffizienz erhöhen,

mit denen ein maßgeblicher Beitrag für die Ziele der Bundesregierung zur Steigerung der Energieeffizienz als auch zur Erreichung des CO₂-Zieles erreicht werden soll.

142. Zu den zentralen Sofortmaßnahmen des NAPE zählen die Einführung neuer wettbewerblicher Ausschreibungen für Energieeffizienz, die Erhöhung des Fördervolumens für die Gebäudesanierung und die Einführung der steuerlichen Abschreibung von Effizienzmaßnahmen im Gebäudesektor sowie die Schaffung von Energieeffizienznetzwerken gemeinsam mit Industrie und Gewerbe. Daneben sieht die Bundesregierung die weiterführenden Arbeitsprozesse für die 18. Legislaturperiode als wesentlich zur Erreichung der Ziele an

143. Die quantitativen Aussagen zu den Maßnahmenwirkungen beruhen in erster Linie auf den Ergebnissen einer wissenschaftlichen Unterstützung des BMWi bei der Erarbeitung des NAPE (ISI et al., 2014). Dort wurde auch der Versuch unternommen, Maßnahmen einschließlich ihrer Verbrauchsminde- rungswirkungen zu definieren. Hier werden in Datenblättern

- die einzelnen Maßnahmen charakterisiert,
- die Annahmen zur Quantifizierung der Energieeinsparung skizziert,
- die jeweiligen Endenergieeinsparungen und Kosten der Fördermaßnahmen quantifiziert sowie
- die gesamtwirtschaftlichen Effekte und Verteilungswirkungen genannt.

144. Insgesamt kommt die Untersuchung zu folgenden Ergebnissen für 2020:

- Endenergieeinsparung 241,2 bis 252,0 PJ
- Primärenergieeinsparung 394,2 bis 420,1 PJ
- Reduktion Treibhausgasemissionen 24,2 bis 25,7 Mio. t CO₂-Äq.
- Energiekosteneinsparung: 7,6 bis 8,2 Mio. Euro
- Fördervolumen 2015 bis 2020: 9,4 Mrd. Euro
- Investitionsvolumen 2015 bis 2020: 98,9 bis 101,1 Mio. Euro

145. Angesichts der späten Verfügbarkeit über den NAPE und das Hintergrundpapier sowie der daraus folgenden begrenzten Zeit für die Kommentierung ist eine detaillierte Bewertung noch nicht möglich. Eine sorgfältige Analyse und Kommentierung der maßnahmenbezogenen Aussagen durch die Exper-

tenkommission kann entsprechend erst zu einem späteren Zeitpunkt geliefert wird. Insgesamt hat aber die Expertenkommission den Eindruck, dass hier sorgfältig gearbeitet worden ist.

146. Vorläufig kann aber festgehalten werden, dass die bisher konzipierten Maßnahmen mit einer ausgeprägten Zielverfehlung verbunden sind. Aufgabe der Bundesregierung wäre es aus Sicht der Expertenkommission deshalb, glaubhaft zu machen, mit welchen Maßnahmen sie zumindest auf den Zielpfad kommen möchte und damit eine gewisse Richtungsstabilität mit Blick auf die langfristigen, über 2020 hinausreichenden Ziele, erkennen zu lassen. Der Hinweis im Fortschrittsbericht 2014, dass zur Schließung der Deckungslücke beim Primärenergieverbrauch eine zusätzliche Verbrauchsminderung um mindestens 1.400 PJ notwendig ist, die seit 2012 verabschiedeten Maßnahmen wohl nur 43 PJ erbringen und von den nun vereinbarten Maßnahmen des NAPE rund 390 bis 460 PJ zusätzliche Einsparung erwartet werden, provoziert die Frage, wie denn die verbleibende Deckungslücke im Jahr 2020 von rund 900 bis 970 PJ geschlossen werden soll. Hier bleibt die Bundesregierung eine Antwort schuldig.

6 Energieeffizientes Bauen und Sanieren

Das Wichtigste in Kürze

Erfreulicherweise hat die Bundesregierung eine klare Definition der Begriffe „Wärmebedarf“ und „Primärenergiebedarf“ vorgelegt. Für das 2050-Ziel wird der Primärenergiebedarf über die Energieeinsparverordnung (EnEV) definiert. Damit wirken die erneuerbaren Energien implizit wie eine Effizienzmaßnahme – das Energieeffizienzziel ist entsprechend weniger anspruchsvoll. Im Interesse der Klarheit sollte daher der Begriff „nicht-erneuerbarer Primärenergiebedarf“ genutzt werden.

Der Wärmebedarf soll bis 2020 um 20 % gegenüber 2008 sinken. Bis 2050 soll der nicht-erneuerbare Primärenergiebedarf um 80 % (gegenüber 2008) reduziert werden. Dies entspricht einem weitgehend klimaneutralen Gebäudebestand. Diese Ziele werden bei einer reinen Fortsetzung des Trends nicht erreicht. Es wäre eine Verdoppelung der durchschnittlichen jährlichen Reduktion des Endenergiebedarfs für Wärme von etwa 1 % (Zeitraum 2008-2013) auf 2 % (2013-2020) notwendig. Analoges gilt für die durchschnittliche jährliche Reduktion des nicht-erneuerbaren Primärenergiebedarfs bis 2050.

Die im Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) genannten zusätzlichen Maßnahmen werden die Lücke zum 2020-Ziel voraussichtlich nicht schließen. Auch fehlt eine Bewertung der bestehenden und neuen Maßnahmen, die auch Mitnahme- und Rebound-Effekte sowie Wechselwirkungen mit anderen Instrumenten berücksichtigt. Dies wäre hilfreich, um die tatsächlichen Wirkungen besser abschätzen zu können und eine sachgerechte Ausgestaltung der Maßnahme vorzunehmen.

Aus Sicht der Expertenkommission ist eine Zielabweichung weniger tragisch, wenn zeitnah weitere glaubhafte Anstrengungen ergriffen werden, die eine längerfristige Wirkung erwarten lassen. Dazu könnten beispielsweise die Vorgaben der EnEV für Neubau und Sanierungen verschärft und Anstrengungen zur Verbesserung des Vollzugs unternommen werden. Eine Förderung der energetischen Gebäudesanierung sollte an der langfristigen Perspektive bis 2050 ausgerichtet sein und tiefe Sanierungen (mindestens KfW-Effizienzhaus 70) anstreben.

147. Der Energieverbrauch der Gebäude (Raumwärme und -kühlung, Warmwasserbereitstellung und Beleuchtung der Nicht-Wohngebäude) machte im Jahr 2013 rund 37 % des gesamten Endenergieverbrauchs Deutschlands aus. Die Expertenkommission stimmt ausdrücklich der Auffassung der Bundesregierung zu, dass die „Gebäudesanierung eine herausragende Rolle bei der Umsetzung der Energiewende (spielt)“ (BMW, 2014a, Abschnitt II.4). Entsprechend relevant sind wirksame Effizienzmaßnahmen zu Wohngebäuden aber auch zu den Nicht-Wohngebäuden, wobei der Verbrauch der Wohngebäude¹² mit rund 60 % des gebäuderelevanten Endenergieverbrauchs vor den Nicht-Wohngebäuden des GHD-Sektors (29 %) und der Industrie (11 %) liegt (siehe dazu auch BMW, 2014a, Abschnitt I.3.1).

Ziele im Gebäudebereich

148. Die Expertenkommission begrüßt, dass die genaue Definition der Zielsetzung im Gebäudebereich und deren unterschiedliche Interpretationsmöglichkeiten durch die Ministerien im Fortschrittsbericht 2014 adressiert wurden. Die Ziele der Bundesregierung im Gebäudebereich werden in Tab. 6-1 dargestellt.

149. Hinsichtlich des 2020-Ziels ist aus Sicht der Expertenkommission die neue Definition des Wärmebedarfs, der nun die Gebäudehülle und das Nutzerverhalten sowie den Einsatz von effizienteren Anlagen berücksichtigt, schon aus Gründen der Verfügbarkeit entsprechender energiestatistischer Daten zweckmäßig. Die Übereinstimmung mit der in den Energiebilanzen vorgenommenen Definition vereinfacht letztlich die Nachvollziehbarkeit und das Monitoring.

150. Die Sanierungsrate im Kapitel zur energetischen Gebäudesanierung und zum energieeffizienten Bauen ist zwar im Bericht erwähnt, jedoch konnte noch keine endgültige Definition bzw. kein Indikator gefunden werden. Angesichts der Schwierigkeit der Definition wäre zu überlegen, ob auf diesen Indikator nicht verzichtet werden kann.

¹² Der Endenergieverbrauch der Wohngebäude wird in den Energiebilanzen unter „private Haushalte“ berücksichtigt.

Tab. 6-1: Ziele der Bundesregierung im Gebäudebereich nach Energiekonzept und nach angepasster Definition

	Energiekonzept	Angepasste Definition
Bis 2020	Reduktion des Wärmebedarfs um 20 % bis 2020 ggü. 2008	Das Ziel „Wärmebedarfsminderung“ bleibt bestehen; der „Wärmebedarf“ umfasst nun auch die Anlagentechnik
	Verdopplung der Sanierungsrate auf 2 %	Bisher gibt es noch immer keine Definition des Begriffs „Sanierungsrate“.
Bis 2050	Reduktion des Primärenergiebedarfs in der Größenordnung von 80 % bis 2050 ggü. 2008	Das Ziel bezieht sich nun auf die Reduktion des <i>nicht-erneuerbaren</i> Primärenergiebedarfs basierend auf den Bestimmungen der EnEV ¹³
	Erreichung eines nahezu klimaneutralen Gebäudebestandes zum Jahr 2050	<i>Keine Änderung</i>

Quelle: BMWi / BMU (2010 , S.22); BMWi (2014a, Abschnitt I.3.1 und I.3.2)

151. Eine weitere Klarstellung betrifft die Frage, wie der „Primärenergiebedarf“ hinsichtlich des 2050-Ziels definiert wird. Hier geht die Bundesregierung nun vom Begriff des Primärenergiebedarfs aus, wie er in der Energieeinsparverordnung (EnEV) festgelegt ist. Danach erfolgt seine Berechnung durch Multiplikation des Endenergieverbrauchs im Gebäudesektor, welcher aus den Anwendungsbilanzen der einzelnen Energieträger (Öl, Gas, Fernwärme, Holz usw.) bekannt ist, mit den jeweilig definierten Primärenergiefaktoren (BMWi, 2014a, Kap. I.3.2). Dabei berücksichtigen die Faktoren der EnEV auch die Energiemenge, welche außerhalb des Gebäudes in vorgelagerten Prozessketten verwendet wurde.

152. Die wichtigste Festlegung betrifft die Primärenergiefaktoren für die erneuerbaren Energien, die grundsätzlich mit Null bewertet werden (Holz mit 0,2).¹⁴ Diese Festlegung bedeutet, dass die erneuerbaren Energien nicht in die

¹³ Nach der Energieeinsparverordnung (EnEV) werden die erneuerbaren Energien zur Berechnung des Primärenergiebedarfs von Gebäuden mit dem Faktor 0 bewertet (Holz mit Faktor 0,2) (nach DIN V 18599) um eine Flexibilisierung zwischen Energieeinsparung und Nutzung der erneuerbaren Energien zu ermöglichen.

¹⁴ Aus energiewirtschaftlicher Sicht sind auch die erneuerbaren Energien energetisch zu bewerten. International werden erneuerbare Energien in den Endenergie- wie in den Umwandlungs- und Primärenergiebilanzen ebenso wie die fossilen Energien berücksichtigt. Es ist daher fraglich, ob eine für Einzelobjekte (Wohn- und Nicht-Wohngebäude) geltende Konvention auch auf gesamtwirtschaftliche Sachverhalte angewendet werden kann.

Berechnung des Primärenergiebedarfs einbezogen werden und die im Energiekonzept geforderte Reduktion des Primärenergiebedarfs von 80 % damit nicht nur über Effizienzmaßnahmen erreicht werden kann, sondern auch über den vermehrten Einsatz von erneuerbaren Energien. Dieser Unterschied ist erheblich, denn unter Einbeziehung der erneuerbaren Energien quasi als „Einsparenergie“ ist das Reduktionsziel deutlich weniger anspruchsvoll.

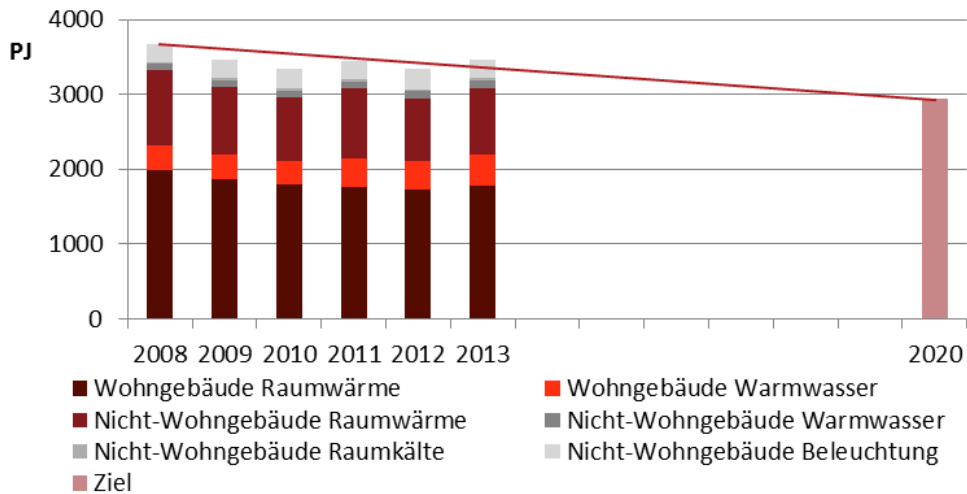
153. Die Expertenkommission plädiert daher dafür, dass die Bundesregierung im Interesse der Klarheit künftig vom *nicht-erneuerbaren* Primärenergiebedarf der Gebäude spricht.

Entwicklung des Energieverbrauchs in Gebäuden

Die Wohn- und Nicht-Wohngebäude verbrauchen seit 2008 je nach Witterungsbedingungen um die 3.500 PJ für Raumwärme, Warmwasser, Raumkühlung und Beleuchtung. Temperaturbereinigt lag der Wärmebedarf im Jahr 2013 bei rund 3.460 PJ. Dies entspricht einer Reduktion von 5,6 % gegenüber dem Basisjahr 2008 oder einer jährlichen Einsparung von rund 1,3 % (siehe Abb. 6-1). Um das 2020-Ziel einer Reduktion des Wärmebedarfs um 20 % gegenüber 2008 noch zu erreichen, müsste die jährliche Reduktion auf etwa 2,3 %/a verdoppelt werden. Damit ist das Ziel nicht durch eine reine Fortsetzung des Trends und der Weiterführung der bereits bestehenden Maßnahmen erreichbar.

154. Der Energiebedarf für die Nicht-Wohngebäude konnte von 2008 auf 2013 um 6 % reduziert werden, wobei ein Anstieg des Energiebedarfs um 5 % in den Gebäuden der Industrie durch eine Reduktion des Bedarfs der Gebäude des GHD-Sektors (-9 %) kompensiert werden konnte (Ziesing, 2014). Eine Analyse für die Nicht-Wohngebäude ist im Fortschrittsbericht nicht gegeben, insbesondere wohl da detailliertere Daten für die relevanten Aktivitätsfaktoren in Industrie und GHD nicht vorhanden sind.

Abb. 6-1: Temperaturbereinigter Endenergiebedarf der Wohn- und Nicht-Wohngebäude



Quelle: Ziesing (2014) basierend auf Daten der AG Energiebilanzen

155. Bei den Wohngebäuden konnte der Energiebedarf ebenfalls um rund 6 % gesenkt werden. Dabei konnte der Raumwärmebedarf (temperaturbereinigt), der den größten Anteil am Energieverbrauch ausmacht, um rund 10 % von 2008 auf 2013 gesenkt werden, wobei die bewohnte Fläche¹⁵ von 2008 bis 2013 um rund 100 Mrd. m² angestiegen ist und der spezifische Raumwärmebedarf um rund 11 % von 161 kWh/m² auf 144 kWh/m² gesenkt werden konnte (siehe BMWi, 2014a, Abb. I.3.3). Der Energiebedarf für die Bereitstellung von Warmwasser ist um rund 19 % über den gleichen Zeitraum angestiegen.

156. Um das langfristige Ziel eines nahezu klimaneutralen Gebäudebestands zu erreichen, soll der *nicht-erneuerbare* Primärenergiebedarf um 80 % von 2008 auf 2050 gesenkt werden. Dabei zeigt der Fortschrittsbericht, dass dieser von 2008 bis 2013 um 5,5 % gesunken ist (BMWi, 2014a, Abschnitt I.3.2). Dies entspricht einer durchschnittlichen jährlichen Reduktion von etwa 1,1 %/a und müsste zur Zielerreichung im Schnitt bis 2050 immerhin auf 2,1 %/a in etwa

¹⁵ Die durchschnittliche Wohnungsgröße ist nur relativ gering von 91,7 m² auf 91,9 m² pro Haushalt von 2008 bis 2013 gestiegen. Die durchschnittliche Wohnfläche von Mietern blieb dabei konstant bei 69 m², während sich die Wohnfläche von Eigentümern von 121 auf 122 m² erhöht hat (Destatis, 2014a).

verdoppelt werden. Anstrengungen zur Erreichung des 2020-Energieeffizienzziels sowie der Ausbau der erneuerbaren Wärmeversorgung würden sich entsprechend positiv auf die Erreichung des 2050-Ziels auswirken, da Effizienzmaßnahmen sowie der Einsatz erneuerbarer Wärme den nicht-erneuerbaren Primärenergiebedarf reduzieren.

6.1 Maßnahmen

157. Die Beschreibung der bestehenden Maßnahmen im Fortschrittsbericht 2014 (Abschnitt II.3) ist unvollständig, da insbesondere die Wirkung der einzelnen Maßnahmen, auch im Zusammenspiel mit den weiteren Maßnahmen im Gebäudebereich, zumeist nicht näher erläutert ist. Die Entwicklung in den letzten Jahren zeigt aber, dass für die Umsetzung der ambitionierten Ziele im Gebäudebereich die bestehenden und im Fortschrittsbericht 2014 genannten Maßnahmen wie etwa die Energieeinsparverordnung (EnEV), das CO₂-Gebäudesanierungsprogramm (hier KfW-Programm „Energieeffizient Sanieren“), das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG), das Marktanzreizprogramm (MAP), die Vor-Ort-Beratung und ein einheitlicher Rahmen für Wärmeliefer-Contracting im Mietrecht wohl nicht ausreichen. Die Maßnahmen haben zwar eine positive Einsparwirkung entfaltet, ihre Dimensionierung ist aber mit Blick auf die Ziele nicht adäquat.

158. So sind heute die Mindeststandards der EnEV für den Neubau sowie für Sanierungen weit von den Standards entfernt, die für einen klimaneutralen Gebäudebestand bis 2050 gefragt sind, wobei im Neubau sowie für die Sanierung bereits ambitioniertere Standards gefordert werden könnten. Dabei muss aber berücksichtigt werden, dass höhere Standards im Neubau eventuell dazu führen könnten, dass Bestand erhalten wird, wo Abriss und Neubau eine sinnvollere Maßnahme wäre bzw. höhere Standards für Sanierungen zum verzögerten Ergreifen von Maßnahmen im Bestand und damit zu einer geringeren Sanierungsrate führen können.

159. Darüber hinaus gibt es ein generelles Problem der erfolgs- und gesetzeskonformen Umsetzungskontrolle. Nach Stolte (2012) wird bei etwa 15-20 % der neuerrichteten Gebäude der zulässige Primärenergiebedarf um bis zu 10 kWh/m² überschritten. In Einzelfällen liegt die Überschreitung um bis zu 20-30 % über der EnEV-Vorgabe. Bei Sanierungen im Bestand liegt das Voll-

zugsdefizit je nach Bauteil (Dach, Außenwand, Fenster etc.) zwischen 5-15 % Nichtbeachtung der einzuhaltenden Mindeststandards. Bei den Nachrüstverpflichtungen liegt das Vollzugsdefizit bei den Heizkesseln bei etwa 2-3 %, bei der Dämmung bestehender Heizungsleitungen bei 10-20 %. In anderen Quellen wird das Vollzugsdefizit mit bis zu 25 % abgeschätzt (Ifeu und IWU, 2003; Schüle et al., 2011). Das mögliche Primärenergie-Einsparpotential wird entsprechend im Hintergrundpapier zum NAPE mit rund 200 PJ bis 2020 angegeben und ist damit das zweitgrößte nach der Erhöhung der Sanierungsrate (ISI et al., 2014).

160. Der Nachweis der Einhaltung der EnEV-Vorgaben wird für genehmigungsfreie bauliche Änderungen über eine Bestätigung durch das jeweilige Fachunternehmen erbracht (Unternehmererklärung). Diese wird vom entsprechenden Handwerker ausgefüllt und muss vom Gebäudeeigentümer aufbewahrt und auf Verlangen vorgezeigt werden. Allerdings liegt hier das größte Vollzugsdefizit vor, denn nur etwa 40-55 % der Handwerker (abhängig von der Tätigkeit) stellen überhaupt eine Unternehmererklärung aus (Stolte, 2012). Darüber hinaus werden die Erklärungen nur selten überprüft. Erfolgt eine Überprüfung so findet diese nur auf dem Papier statt und wird nicht etwa auf der Baustelle bzw. am fertigen Gebäude überprüft. Zudem scheinen Bußgelder nur in den seltensten Fällen erhoben zu werden (Tuschinski, 2013). Daher schlägt die Expertenkommission vor, über Stichproben die Erfüllung zu kontrollieren und entsprechende Bußgelder bei Nicht-Erfüllung zu erheben, um insbesondere das Vollzugsdefizit hinsichtlich der Unternehmererklärung zu reduzieren womit letztlich auch die Erfüllung der EnEV nachgewiesen werden muss.

161. Neben der EnEV, die Energieeffizienzstandards für den Neubau und die Sanierung von Gebäuden setzt, wird im Neubau die Nutzung von erneuerbaren Energien über das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) gefordert (siehe dazu Kapitel 8). Dabei unterstützen sich beide Vorschriften gegenseitig in der Erfüllung, denn die Nutzung von erneuerbarer Wärme wirkt sich positiv auf den Primärenergiebedarf eines Gebäudes aus, da sie mit dem Faktor Null (Holz mit Faktor 0,2) und damit wie eine Effizienzmaßnahme bzw. wie kein Energiebedarf bewertet werden. Gleichzeitig hilft aber auch die EnEV bei der Einhaltung des EEWärmeG, denn eine „Übererfüllung“ der EnEV kann im EEWärmeG als „Ausgleichsmaßnahme“ angerechnet werden, so dass der

Anteil erneuerbarer Wärme reduziert werden kann (siehe dazu z. B. BDH, 2011). Die Expertenkommission begrüßt in diesem Zusammenhang, dass als Teil der Gebäudeeffizienzstrategie die verbesserte Integration der erneuerbaren Energien in die Wärmeversorgung von Gebäuden und eine Zusammenlegung von EnEV und EEWärmeG überprüft werden soll.

162. Neben den gesetzlichen Vorgaben werden weitere Investitionen in die energetische Sanierung über das KfW-Programm für Wohngebäude angereizt, welches in Kapitel 6.2 näher analysiert wird. Anmerkungen zur Förderung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt finden sich in Kapitel 8. Für die Vor-Ort-Beratung finden sich Hinweise auf die damit erzielten Einspareffekte im Fortschrittsbericht, allerdings ist deren absoluter Umfang doch recht begrenzt.

163. Der Fortschrittsbericht verweist hinsichtlich der Wirkung der bestehenden Maßnahmen auf die Energiereferenzprognose. Diese gibt an, dass im Jahr 2020 für die Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser rund 15,5 % weniger Energie benötigt wird als im Jahr 2008. Hierbei ist aber zu beachten, dass in diesem Referenzszenario implizit schon zahlreiche, über die bestehenden hinausgehende Maßnahmen unterstellt worden sind, so dass die Ergebnisse nicht als business-as-usual-Fall angesehen werden können. Insoweit erscheint die Trendanalyse vom IWU (BMVBS, 2013a), die von einer Minderung von 6,2 % ausgehen angesichts der bisher umgesetzten Maßnahmen realitätsnäher, wenn auch ggf. zu pessimistisch. Beide Studien zeigen aber die Abweichung zum 20 %-Reduktionsziel.

164. Um auf den Zielpfad zu gelangen, müssen daher wirkungsvolle Effizienzmaßnahmen ergriffen werden. Im Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) werden für den Gebäudebereich folgende Sofort-Aktivitäten genannt (BMWi, 2014a; weitere Daten nach ISI et al., 2014):

- Die Weiterentwicklung der Vor-Ort-Beratung wurde mit der Novelle im Oktober umgesetzt (Endenergieeinsparung bis 2020 etwa 3 PJ);
- Die steuerliche Förderung von Gebäudesanierungen soll nächstes Jahr eingeführt werden (Endenergieeinsparung bis 2020 von 34 PJ);
- Das KfW-Gebäudesanierungsprogramm wird für die Erhöhung von Tilgungszuschüssen sowie für die Förderung von Nicht-Wohngebäude ab 2015 aufgestockt (Endenergieeinsparung von 10 PJ); und

- Die Förderung von Heizungschecks wird ab 2015 eingeführt (Endenergieeinsparung von 0,2 PJ).

165. Die steuerliche Förderung für Gebäudesanierungen soll für selbst genutzten sowie vermieteten Wohnbestand mit einem Umfang von 1 Mrd. Euro pro Jahr angeboten werden. Sie wäre komplementär zum KfW-Gebäudesanierungsprogramm und würde sich an dessen Standards ausrichten. Gefördert würden umfassende Sanierungen sowie Einzelmaßnahmen. Die Sanierungskosten könnten über 10 Jahre abgeschrieben werden, wobei eine progressionsunabhängige Förderung durch Abzug von der Steuerschuld angedacht ist. Anstatt also eine Absetzung der Kosten von der Steuerlast einzuführen (wie 2011 angedacht), würde ein Betrag direkt von den fälligen Steuern abgezogen. Damit würden höhere Einkommen nicht aufgrund der Steuerprogression bevorteilt.

166. Problematisch ist, dass die Bundesregierung hier einen Vorschlag in die Sofortmaßnahmen schreibt, der letztlich zu Steuerausfällen bei den Ländern führt und daher der Zustimmung des Bundesrats bedarf. Im Jahr 2011 lehnte dieser einen ähnlichen Gesetzesentwurf hauptsächlich wegen dieser zu erwartenden Steuerausfälle und der damaligen progressionsabhängigen Ausgestaltung ab. Eine Kompensation der Steuerausfälle kam für die Bundesregierung damals nicht in Frage, auch weil sie davon ausging, dass die Mehrwertsteuer-Mehreinnahmen über Handwerksarbeiten diese mehr als kompensieren würde.

167. Aus Sicht der Expertenkommission kann die steuerliche Förderung bei geeigneter Ausgestaltung ein wirksames Instrument sein, um die verstärkten Investitionen in die Gebäudesanierung anzureizen. Voraussichtlich spricht die steuerliche Förderung eine größere Breite an Eigentümern an als das KfW-Gebäudesanierungsprogramm, da Steuerersparnisse einen hohen Anreiz darstellen, Gebäudebesitzer, die die Gebäudesanierung ohne KfW-Förderung umsetzen möchten, ebenfalls profitieren und ggf. Steuerberater als zusätzliche „Vermarkter“ aktiviert werden.

168. Die Wirkung der Förderung ist aber aus Sicht der Expertenkommission noch nicht hinreichend evaluiert, da die vorliegende Beschreibung im NAPE sowie in ISI et al. (2014) nur bedingt auf die Kausalität von Maßnahme und Wirkung, auf Wechselwirkungen mit weiteren Instrumenten im Gebäudebe-

reich und auf Mitnahme- und Rebound-Effekte eingeht. ISI et al. (2014) führt aber aus, dass sich die Förderung an Sanierungstiefen entsprechend dem KfW-Effizienzhaus (EH) 70 bzw. 50 für umfassende Sanierungen sowie an den Vorgaben für Einzelmaßnahmen orientieren wird. Diese Sanierungstiefen sind aus Sicht der Expertenkommission sinnvoll, da sie den langfristig benötigten entsprechen. Darüber hinaus sollte die Ausgestaltung der Förderung auch die Kontrolle der realisierten Einsparungen umfassen und für Einzelsanierungen sollte zuerst ein Energieberater konsultiert werden, der einen Sanierungsfahrplan für das Gebäude erstellt, um Fehlinvestitionen und damit Fehlförderung zu verhindern wie dies auch für das KfW-Gebäudesanierungsprogramm gelten sollte (siehe dazu auch Kapitel 6.2).

169. Die Anpassungen der bestehenden Maßnahmen sowie die zusätzlichen Maßnahmen des NAPE sind in ihrer Wirkung bis 2020 nicht ausreichend, so dass das 2020-Ziel auch unter Berücksichtigung des NAPE wohl nicht erreichbar ist. Darüber hinaus ist zu beachten, dass die Maßnahmen längerfristig ihre Wirkung entfalten sollen und so sollten diese an der langfristigen Perspektive bis 2050 ausgerichtet sein – insbesondere auch um Lock-in Effekte zu vermeiden. Ein Verzug bei der Erreichung des 2020-Ziels ist dann weniger tragisch, wenn in den nächsten Jahren weitere glaubhafte Anstrengungen zur Erreichung des 2020- und 2050-Ziels ergriffen werden, etwa im Rahmen der Gebäudeeffizienzstrategie. Die Eckpunkte der Strategie sind im NAPE bereits beschrieben und beinhalten die richtigen Schlagworte wie etwa die genannten Anpassungen der EnEV zur Einführung des Niedrigstenergiegebäude-Standards für Neubauten, Verbesserung des Vollzugs und Abgleich bzw. ggf. Zusammenlegen der EnEV mit dem EEWärmeG sowie die Problematiken im Mietrecht.

170. Unter Berücksichtigung von langen Sanierungszyklen ist es aber auch im Bereich des Bestands notwendig zielgerichtete Sanierungstiefen anzustreben und diese auch gesetzlich sowie förderpolitisch zu festigen. Um Lock-in Effekte zu vermeiden, sollte eine Anpassung an die langfristigen Ziele der Bundesregierung erfolgen. Dies bedeutet, dass neben einer Verschärfung der EnEV, eine stabile und gut ausgestattete und ausgestaltete Förderung der energetischen Gebäudesanierung auf ein zielkonformes Niveau umgesetzt wird (siehe dazu auch folgende Ausführungen zum KfW-Gebäudesanierungsprogramm).

171. Die genaue Ausgestaltung und das Ergreifen neuer Maßnahmen sollte dabei nicht unnötig verzögert werden. In diesem Sinne sei auch darauf hingewiesen, dass noch kein Sanierungsfahrplan vorliegt, obwohl dieser zum Fortschrittsbericht im Eckpunktepapier (BMWi, 2014b) angekündigt worden war.

6.2 Das KfW-Gebäudesanierungsprogramm

172. Im Folgenden bewerten wir das KfW-Programm „Energieeffizient Sanieren“ im Hinblick auf die Ziele des Energiekonzeptes im Gebäudebereich, da die Evaluierung der Maßnahmen (siehe dazu auch Kapitel 3) inklusive dem KfW-Gebäudeprogramm im Fortschrittsbericht 2014 (Abschnitt II.4.1) nur unzureichend erfolgt ist.

173. Der Fortschrittsbericht stützt sich bei der Beschreibung des Programms auf IER / IZT (2014), die sich im Wesentlichen auf die Ergebnisse der Gutachten von IEK-STE (2012), IWU / BEI (2011, 2012) und IWU / IFAM (2013) stützen. Aus Sicht der Expertenkommission sind aber wichtige Fragestellungen in den Evaluierungen nicht beantwortet worden, die für die Bewertung des Programms hinsichtlich der Ziele im Gebäudesektor benötigt werden. Diese Fragestellungen werden im Folgenden näher erläutert, wobei es im Rahmen dieses Monitorings nicht möglich ist, sie auch zu beantworten.

Kurzbeschreibung des Programms

174. Das Programm fördert Sanierungen von Wohngebäuden, die über die Vorgaben der EnEV¹⁶ hinausgehen. Es werden folgende Maßnahmen über Investitionszuschüsse oder alternativ zinsvergünstigte Kredite in Kombination mit Tilgungszuschüssen gefördert:

¹⁶ Für Sanierungen schreibt die EnEV vor, dass bei umfassender Modernisierung der Primärenergiebedarf des sanierten Gebäudes nur bis zu 40 % höher sein darf als der eines entsprechenden Neubaus. Wenn die Anforderungen an den Neubau ab dem Jahr 2016 ansteigen, ist eine Überschreitung von bis zu 65 % zulässig. Die Nutzung von erneuerbaren Energien werden bei der Berechnung des Primärenergiebedarfs angerechnet, sodass die Energieeffizienzstandards durch die Nutzung Erneuerbarer leichter zu erfüllen ist. Bei Einzelmaßnahmen oder der Erneuerung einzelner Bauteile müssen bestimmte Wärmedurchgangskoeffizienten eingehalten werden (siehe EnEV, 2014, Anlage 1 für Wohngebäude).

- Einzelmaßnahmen, wenn die vom Programm vorgegebenen maximalen Wärmedurchgangskoeffizienten nicht überschritten werden (Zuschuss von 10 % der förderfähigen Investitionskosten aber maximal 7.500 Euro pro Wohneinheit; Kredit bis zu 50.000 Euro); oder
- eine umfassende energetische Sanierung des Gebäudes, wenn ein KfW-Effizienzhaus (EH)¹⁷ erreicht wird (Zuschuss von 10 % bis 25 % der förderfähigen Investitionskosten aber maximal 7.500 Euro bis 18.750 Euro je nach erreichtem Standard; Kredit bis zu 75.000 Euro mit Tilgungszuschuss zwischen 2,5 % und 17,5 % des Zusagebetrags je nach erreichtem Standard).

Das Programm will zudem über die mit der Förderung verbundene professionelle Energieberatung Informationsdefizite abbauen und unterstützt Immobilieneigentümer bei energierelevanten Investitionsentscheidungen.

175. Insgesamt lag das geförderte Investitionsvolumen im Jahr 2012 bei 5,4 Mrd. Euro gegenüber einem insgesamt energetisch relevanten Bauvolumen in Bestandswohngebäuden von rund 37,1 Mrd. Euro (BMW, 2014c). Der Anteil liegt damit bei rund 15 %. In Anspruch genommen wird das Programm hauptsächlich von Besitzern von Ein- und Zweifamilienhäusern (EZFH) (2012: 87 % der Förderzusagen; 40 % der Wohneinheiten). Gefördert werden zumeist Einzelmaßnahmen (2012: 84 % der Förderzusagen; 78 % der Wohneinheiten) (IWU / IFAM, 2013).

Kausalität und Wechselwirkungen

176. Die Vermarktung des Programms findet über die Hausbanken statt, wobei die KfW auch auf ihrer Website für das Programm wirbt. Leider adressieren die Evaluierungen des Programms aber nicht die Frage, ob Gebäudebesitzer durch das Programm zum energetischen Sanieren angestoßen werden oder ob sie erst nach der Entscheidung eine energetische Sanierung vorzunehmen auf das Programm aufmerksam werden. Des Weiteren ist unklar, ob das Pro-

¹⁷ Es werden z. B. energetische Sanierungen unterstützt, die das Haus etwa auf das Niveau eines Neubaus (KfW-Energieeffizienzhaus (EH) 100) heben; die Förderklassen sind zurzeit: EH 110 (110 % des Primärenergiebedarfs eines Referenzneubaus) bis EH 55 (55 % des Primärenergiebedarfs eines Referenzneubaus).

gramm dann zu einer höheren Sanierungstiefe führt oder diese schon vorher feststeht und der Förderbetrag „mitgenommen“ wird. Die Beantwortung dieser Fragen würde helfen zu klären, ob das KfW-Programm primär die Sanierungstiefe erhöht, Auswirkungen auf die Sanierungsrate hat und wie hoch die Mitnahmeeffekte einzuschätzen sind.

177. Generell ist bei der Bewertung des Programms auch das Nutzerverhalten nicht außer Acht zu lassen, da es vor sowie nach der Sanierung neben den rein technischen Werten die wirklich realisierte Energieeinsparung stark beeinflussen kann. Wichtige Größen sind etwa die Veränderung der durchschnittlichen Temperatur in der Wohnung oder das Lüftungsverhalten. Eine Ausprägung sind dabei auch Rebound-Effekte, die entstehen wenn Energieverbraucher auf Grund der Vorteile einer Effizienzverbesserung mehr Energiedienstleistungen als vor Durchführung der Effizienzmaßnahme nutzen und damit ihre Energienachfrage weniger stark reduzieren als dies ohne den Rebound-Effekt zu erwarten wäre (siehe dazu auch EWK, 2014). Madlener und Hauertmann (2011) zeigen etwa anhand einer empirischen Studie basierend auf deutschen Haushaltsdaten, dass der direkte Rebound-Effekt im Wärmebereich zwischen 12 % und 49 % betragen kann.

178. Zudem gibt es im Bereich der Gebäudesanierung weitere Instrumente deren Wechselwirkungen mit dem KfW-Programm zu berücksichtigen sind. Die Evaluationen des Programms beschreiben diese bislang aber nicht. Besonders relevante weitere Maßnahmen sind etwa das Marktanzreizprogramm (MAP) zur Förderung von erneuerbaren Energien im Wärmemarkt über das BAFA sowie die angedachte steuerliche Förderung von Investitionen in die energetische Gebäudesanierung.

179. Wechselwirkungen mit dem MAP treten bei der Förderung einer umfassenden Sanierung zum KfW-Effizienzhaus sowie bei der Förderung von Einzelmaßnahmen auf. Bei umfassenden Sanierungen ergänzen sich beide Förderinstrumente, denn der Einsatz eines (MAP-geförderten) erneuerbaren Heizsystems führt im Vergleich zu einer fossilen Alternative zu einem besseren KfW-

Effizienzhaus, was die Höhe der Förderung bestimmt.¹⁸ Es ergibt sich also ein doppelter Anreiz für den Einsatz eines erneuerbaren Heizsystems (weniger für eine bessere Sanierungstiefe) durch den Zuschuss aus dem MAP sowie eine höhere Förderung durch das KfW-Gebäudesanierungsprogramm. Darüber hinaus kann bei 30 %iger Übererfüllung der EnEV-Vorgaben für die thermische Hülle des Gebäudes noch der Effizienzbonus des MAP in Anspruch genommen werden (der Zuschuss wird um die Hälfte erhöht) (BAFA, 2014; KfW, 2014).

180. Bei Einzelmaßnahmen bietet das KfW-Programm eine Förderung für die Erneuerung oder Optimierung der Heizungsanlage an. Bei Einsatz einer Kombination aus fossiler und erneuerbarer Energie kann entweder die Förderung des KfW-Programms oder (für die Förderung des erneuerbaren Energien Anteils) das MAP in Anspruch genommen werden. Wird die Förderung aus dem MAP genutzt, so bietet die KfW einen Ergänzungskredit (Kredit 167) an. Wird die Anlage komplett auf erneuerbare Energien umgestellt, kann das MAP ebenfalls in Kombination mit dem Ergänzungskredit der KfW in Anspruch genommen werden. Es gilt dabei, dass die Summe aus Kredit und Zuschuss die Gesamtkosten der Heizungserneuerung nicht übersteigen darf (BAFA, 2014; KfW, 2014).

181. Die Überlappung beider Fördermechanismen mit zum Teil unterschiedlichen Vorgaben (das KfW-Programm sowie das MAP fördern in gewissem Maße die energetische Sanierung und den Einsatz erneuerbarer Heizsysteme) erhöht die Komplexität und ist daher nicht unbedingt hilfreich Gebäudebesitzern die Förderoptionen zu vermitteln und somit Investitionen anzureizen. Die im Zuge der Gebäudeeffizienzstrategie angestrebten Überlegungen zur besseren Integration von erneuerbaren Heizsystemen im Gebäudebereich sollten daher auch eine Evaluierung der (Wechsel)Wirkung beider Förderinstrumente mit Blick auf Gebäudeeigentümer und deren Entscheidungsprozesse und die entsprechende Vereinfachung beider Förderinstrumente und ggf. ihr Zusammenlegen umfassen.

¹⁸ Dies ist der Fall, da die erneuerbaren Energien mit dem Faktor Null bzw. Holz mit dem Faktor 0,2 bei der Berechnung des Primärenergiebedarfs bewertet werden und der Primärenergiebedarf den erreichten KfW-Effizienzhausstandard bestimmt.

182. Um die tatsächlichen Effekte des KfW-Programms auf Sanierungsrate und -intensität besser einschätzen zu können, ist ein besseres Verständnis der Entscheidungsprozesse und des Verhaltens der Gebäudeeigentümer und/oder der Mieter sowie die entsprechenden Mitnahme- und Rebound-Effekte und Wechselwirkungen mit anderen Instrumenten wichtig. Letztlich ist aber die Kausalität zwischen der Maßnahme und den beobachteten Effekten nicht abschließend geklärt, denn im Rahmen der Evaluation wird implizit die Annahme getroffen, dass jeder Förderempfänger die Sanierung aufgrund des Programms durchführt.¹⁹ Ohne aber eine entsprechende Abfrage der Förderempfänger oder eine Kontrollgruppe, die die Förderung der KfW nicht in Anspruch genommen hat, lässt sich die ursächliche Wirkung der Maßnahme nicht identifizieren (siehe dazu auch Kapitel 3). Das Ziel der Evaluation sollte es jedoch sein, den Effekt des Förderprogramms von anderen sich überlagernden Einflüssen und Faktoren zu isolieren und anschließend zu quantifizieren. Grösche et al. (2013) zeigen dann auch, dass gerade im Bereich der Gebäudesanierung unberücksichtigte Mitnahmeeffekte zu einer Überschätzung der Effektivität und Effizienz von Förderprogrammen führen kann.

183. Eine vertiefte Evaluation des Programms unter Berücksichtigung dieser Faktoren kann entsprechend für eine bessere Einschätzung der Wirkungen und ggf. auch Ausgestaltung des Programms genutzt werden. Dabei sollen die folgenden Punkte vor allem als Vorschläge zur Ergänzung der bereits bestehenden Evaluation verstanden werden. Der Fokus liegt dabei auf der Bestimmung und Isolierung der Wirkung des KfW-Förderprogramms.

184. Essentiell für die Überprüfung der Wirksamkeit der Förderung sind Informationen über eine Gruppe von Immobilieneigentümern, die keine Förderung von der KfW erhält (Kontrollgruppe). Diese Gruppe darf sich zudem nicht systematisch von der Gruppe, welche die Förderung erhalten hat (Behandlungsgruppe), unterscheiden. Ist dies gegeben, können in der Analyse der

¹⁹ Bereits in der Studie IWU und IFAM (2013) auf deren Ergebnisse sich die Evaluation stützt, heißt es „Ermittelt wurden somit die insgesamt durch die geförderten Modernisierungen erreichten Energie- und CO₂-Einsparungen. Diese wurden nicht in jedem Einzelfall allein durch das KfW-Programm „Energieeffizient Sanieren“ bewirkt. Es existieren auch andere Einflüsse. Eine Abgrenzung verschiedener Einflussfaktoren ist methodisch schwierig und konnte im Rahmen dieser begrenzten Untersuchung nicht durchgeführt werden.“

Maßnahme implizit zahlreiche unbeobachtete Faktoren, die auf die Entscheidung der Immobilieneigentümer einwirken, berücksichtigt werden. Durch diesen Vergleich werden somit auch Mitnahmeeffekte direkt miteinbezogen. Zudem werden mögliche Wirkungen von anderen überlagernden Maßnahmen, wie z. B. der Vor-Ort-Energieberatung des Bundes (BAFA), von der Wirkung des KfW-Programms getrennt. In der momentanen Ausgestaltung der Förderprogramme kann diese Gruppe jedoch nicht ermittelt werden (und somit können auch keine Daten erhoben werden). Eine Verbesserung der Analyse wäre schon gegeben, wenn die Energieverbrauchsdaten der Geförderten erhoben und ausgewertet würden. Damit könnte immerhin schon der konkrete Verbrauch vor und nach der Maßnahme verglichen werden. Die ursächliche Wirkung der Maßnahme könnte so allerdings nicht bestimmt werden.

Qualität der Maßnahme

185. Unter Berücksichtigung der oben genannten Einschränkungen, liefert der Fortschrittsbericht (Abschnitt II.4.1) eine Übersicht zur Wirkung des Programms hinsichtlich der Endenergie- und Treibhausgaseinsparung und den dafür eingesetzten Fördervolumen. Dabei werden aber die Endenergieeinsparungen bzw. die Treibhausgasvermeidungskosten nicht mit anderen Maßnahmen in Bezug gesetzt, wohl auch da diese für andere Maßnahmen im Gebäudereich nicht genannt sind.

186. Die Wirkung des Programms hinsichtlich Sanierungsrate und -intensität fehlt ebenfalls, sodass hier kurz darauf eingegangen wird. Sie kann im Rahmen dieser Stellungnahme aber nur grob skizziert werden, vertiefte Analysen müssten im Rahmen der Evaluierungen stattfinden, die diese Fragestellung bisher aber nicht adressiert haben.

187. Um das Programm einzuschätzen, nehmen wir an, dass eher wenige tiefe Sanierungen vielen eher oberflächlichen Sanierungen vorzuziehen sind. Denn wenn ein Gebäude saniert wurde, ist es gut möglich, dass das Gebäude bis 2050 nicht noch einmal saniert wird. Dabei spielt der Sanierungszyklus eine wichtige Rolle, der heute meist mit 30-40 Jahren abgeschätzt wird. Sanieren also heute viele ihre Gebäude mit geringer Tiefe, würde dies helfen das 2020-Ziel zu erreichen, aber es würde langfristig nicht zu der Reduktion des *nicht-erneuerbaren* Primärenergiebedarfs von 80 % bis 2050 führen wofür es verstärkt hohe Sanierungstiefen bräuchte. Dennoch soll dies nicht bedeuten, dass

die Sanierungsrate zu vernachlässigen ist sondern dass eine geringe Steigerung der Sanierungsrate bei gleichzeitiger hoher Sanierungsintensität zu verfolgen ist.

188. Durch die Ausgestaltung und den „Vertriebsweg“ des KfW-Programms, kann aber davon ausgegangen werden, dass das Programm nicht primär zu einer Erhöhung der Sanierungsrate führt sondern eher die Sanierungstiefe bei denen, die eine Sanierung vornehmen wollen, verbessert. Bei umfassenden Sanierungen fördert das KfW-Programm nun aber auch Sanierungstiefen, die für die langfristige Zielerreichung nicht ausreichen. Zur Zielerreichung müsste der spezifische nicht-erneuerbare Primärenergiebedarf bezogen auf die Wohnfläche im Durchschnitt von heute rund 337 auf rund 61 kWh/m² und Jahr sinken.²⁰ Dies entspricht mindestens dem KfW-Effizienzhaus 70. Im Jahr 2012 wurden aber über das KfW-Programm hauptsächlich schlechtere Effizienzklassen gefördert (siehe Tab. 6-2). Dass heute schon zielkonforme Standards in der Sanierung erreicht werden, zeigt das Modellvorhaben „Effizienzhäuser“. Im Durchschnitt wurde der Endenergiebedarf der Wohngebäude um 76 % auf 54 kWh/m² und Jahr reduziert (Stolte et al., 2013). Damit würde der Zielwert für den nicht-erneuerbaren Primärenergiebedarf von 61 kWh/m² mit fast allen Energieträgern erreicht werden mit Ausnahme Nah- und Fernwärme aus Heizwerken, die fossile Brennstoffe nutzen, sowie Braunkohle.

Tab. 6-2: Förderung nach Energiehausstandard des Programms "Energetisches Sanieren" für das Jahr 2012

	Anzahl Förderzusagen	Anzahl Wohneinheiten
KfW-Effizienzhaus 55	652	1.738
KfW-Effizienzhaus 70	2.070	6.803
KfW-Effizienzhaus 85	3.062	11.173
KfW-Effizienzhaus 100	3.913	17.089
KfW-Effizienzhaus 115	3.724	13.817
KfW-Effizienzhaus Denkmal	689	2.134
Einzelmaßnahmen	73.598	189.497

Quelle: IWU / IFAM (2013)

²⁰ Unter der Annahme, dass die Wohnfläche bis zum Jahr 2050 auf knapp 4 Mrd. m² ansteigt (Prognos / EWI / GWS, 2014).

189. Das KfW-Programm fördert auch Einzelmaßnahmen. Sie machen den größten Anteil der Förderzusagen aus (siehe Tab. 6-2). Durch die Kombination verschiedener Maßnahmen über einen längeren Zeitraum können Liquiditätsprobleme beim Gebäudebesitzer gelöst werden, während gleichzeitig die Summe der Maßnahmen längerfristig zu einem effizienten Gebäude führen. Die Vorgaben für die Einzelmaßnahmen müssen also so ausgestaltet sein, dass sie in Kombination zu einem langfristig „zielkonformen“ Effizienzstandard führen. Dies scheint gegeben, da die Vorgaben des KfW-Programms für die Wärmedurchgangskoeffizienten (U-Werte) diejenigen zur Erreichung eines KfW-Effizienzhauses 70 einhalten.

190. Gleichzeitig ist es wichtig, dass die Reihenfolge der Maßnahmen sinnvoll gestaltet und etwa in einem Sanierungsfahrplan festgelegt wird, um Fehlinvestitionen und Fehlförderung zu verhindern (etwa wenn auf eine Modernisierung des Heizkessels die Dämmung des Hauses folgt, die dann eine Überdimensionierung des Heizkessels zur Folge hätte). Die Erstellung von Sanierungsfahrplänen wird jetzt im Rahmen der Vor-Ort-Beratung angeboten (siehe NAPE, 2014). Für das KfW-Programm sollte überprüft werden, ob eine Verpflichtung für die Erstellung als Fördervoraussetzung und auch das Handeln nach dem Fahrplan für eine Förderung sinnvoll gestaltet werden kann.

191. Mit Blick auf die Sanierungstiefe, sollte aus Sicht der Expertenkommission entsprechend der Anspruch an umfassende Sanierungen erhöht werden (ggf. Löschen von schlechten Effizienzklassen) bzw. könnten bessere Förderbedingungen für hoch-effiziente Klassen (EH 70 und EH 55) umgesetzt werden während für die Förderung von Einzelmaßnahmen eher längerfristig eine Revision anstehen sollte.

192. Zur Steigerung der Sanierungsrate müsste das KfW-Programm wohl nicht nur aufgestockt werden, sondern in seiner Ausgestaltung überdacht werden. So wurde der Fördertopf etwa im Jahr 2014 nicht voll ausgeschöpft. Es fehlt aber bislang noch an einer Auswertung der Gründe, die entweder direkt auf das KfW-Programm zurückzuführen sein können (z. B. zu komplexe Anträge; Anreiz zu gering) und/oder auf externe Faktoren (z. B. gute Kreditkonditionen von Hausbanken, konjunkturelle Schwankungen). Liegen die Gründe primär beim KfW-Programm kann die Anpassung der Förderkonditio-

nen sinnvoll sein. Diese sollte aber entsprechend Mitnahmeeffekte sowie benötigte Sanierungstiefen berücksichtigen.

7 Verkehr

Das Wichtigste in Kürze

Der quantitativen Beschreibung der Entwicklung des Energieverbrauchs und seiner Komponenten im Entwurf des Fortschrittsberichts kann weitgehend gefolgt werden. Im Ergebnis zeigt sich, dass eine Fortsetzung des bisherigen Verbrauchstrends zu einer spürbaren Verfehlung der für 2020 beschlossenen Ziele führen müsste.

Nach eigenem Bekunden rechnet die Bundesregierung erst für 2030 damit, dass der verkehrsbezogene Energieverbrauch um 11 % gesenkt werden kann und damit das Ziel für 2020 nicht erreicht wird. Im Klimaschutzprogramm wird (unter Vorbehalt) bis 2020 eine Reduktion der verkehrsbedingten CO₂-Emissionen um rund 10 Mio. t erwartet; allerdings werden die dazu notwendigen Maßnahmen nur rudimentär qualifiziert. Im Übrigen wären das gegenüber dem Zielbezugsjahr 2005 lediglich rund 6 % weniger CO₂-Emissionen.

Im Rahmen des wissenschaftlichen Begleitvorhabens beim BMWi wurden entsprechende Aussagen zur künftigen Entwicklung des verkehrsbedingten Energieverbrauchs erarbeitet. Von den dort und in vergleichbaren Studien (etwa in den Politikszenerarien VI) formulierten Empfehlungen sollte die Bundesregierung Gebrauch machen.

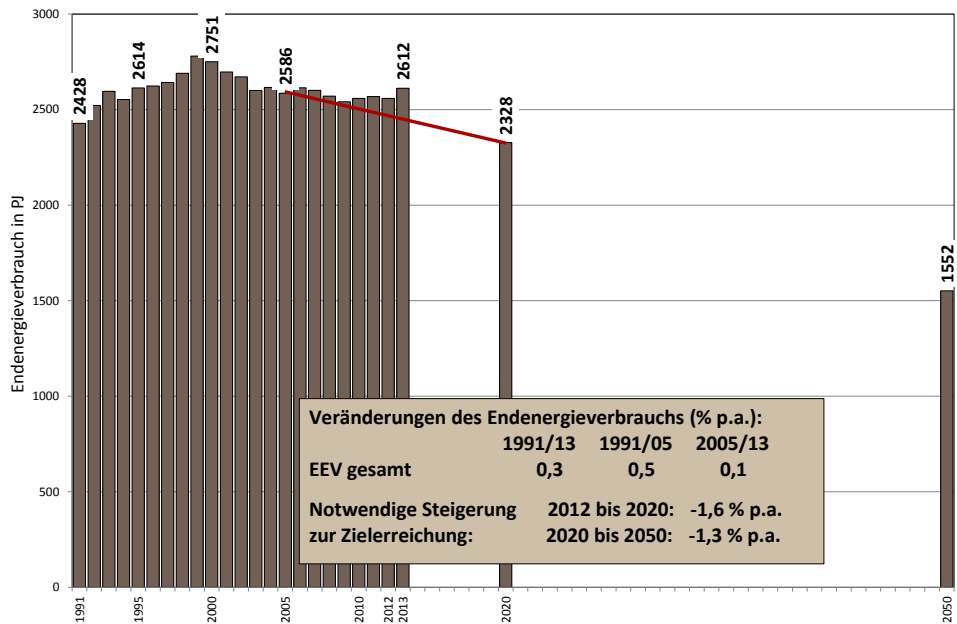
Aus Sicht der Expertenkommission ist eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende nicht zu erreichen ohne einen signifikanten Beitrag des Verkehrssektors, zumal dieser nahezu vollständig von fossilen Energieträgern abhängt. Dies hätte sich auch in der Diskussion der zusätzlich notwendigen Maßnahmen niederschlagen sollen.

Energieverbrauch und Energieeffizienz im Verkehr

193. Der Endenergieverbrauch im Verkehr soll bis 2020 um 10 % im Vergleich zu 2005 gesenkt werden. Eine Fortsetzung der bisherigen Entwicklung lässt dies nicht erwarten. So weist der verkehrsbezogene Energieverbrauch nach 2005 eher wieder eine leicht steigende Tendenz auf. Auf diese Steigerung weist auch der Fortschrittsbericht der Bundesregierung hin. Bezogen auf 2005 war der verkehrsbedingte Endenergieverbrauch im Jahr 2013 immerhin um 1 % höher. Vor diesem Hintergrund hätte die Expertenkommission eine Aussa-

ge darüber erwartet, mit welcher Tendenz die Bundesregierung für die Zukunft rechnet. Schließlich müsste der Energieverbrauch zur Zielerreichung bis 2020 gegenüber 2013 jedes Jahr um 1,6 % (insgesamt also etwa um 11 %) reduziert werden (Abb. 7-1).

Abb. 7-1: Entwicklung des Energieverbrauchs im Verkehr

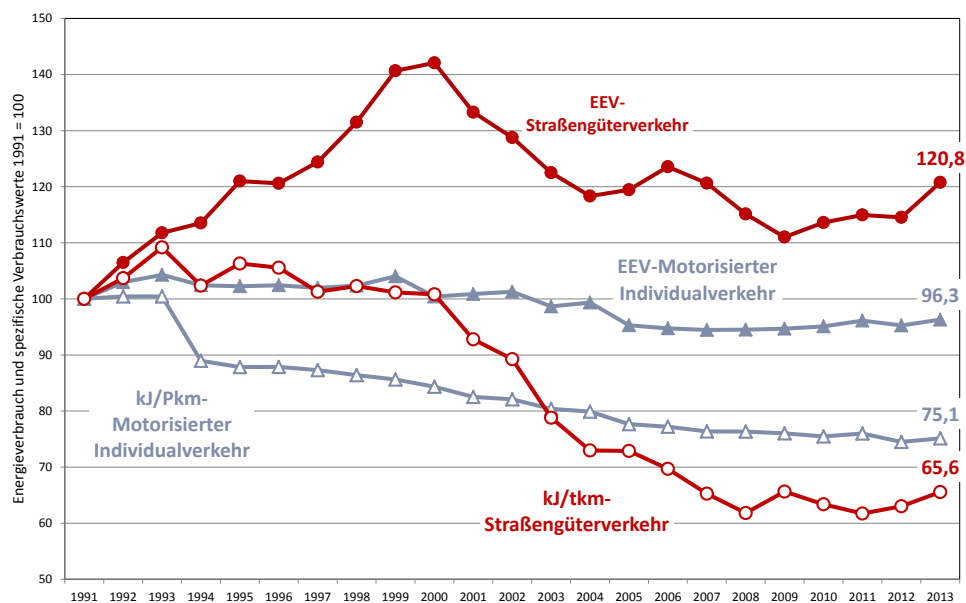


Quelle: Eigene Darstellung basierend auf AG Energiebilanzen und BMWi / BMU (2010)

194. Die Entwicklung im Verkehr wird weitgehend durch die Veränderungen der Personen- und Güterverkehrsleistung bestimmt. Die Verkehrsleistung war 2013 im Personenverkehr um knapp 5 % und im Güterverkehr um reichlich 11 % höher als 2005. Ähnlich sind die Veränderungen im Straßenverkehr. Hierfür lässt sich auch der jeweilige spezifische Endenergieverbrauch auf der Grundlage der vom DIW geschätzten Leistungs- und Energieverbrauchsdaten angeben (DIW, 2014). Danach ist der spezifische Verbrauch in den Jahren von 1991 bis 2013 im Straßenpersonenverkehr (motorisierter Individualverkehr) um rund ein Viertel und im Straßengüterverkehr um reichlich ein Drittel gesunken. Allerdings ist festzustellen, dass sich die Reduktion seit dem Zielbezugsjahr 2005 deutlich verlangsamt hat: Betrogen die durchschnittlichen jährlichen Minderungen von 1991 bis 2005 im motorisierten Individualverkehr noch 1,8 %, waren es von 2005 bis 2013 nur noch 0,4 %; im Straßengüterver-

kehr kam es zu einer Abschwächung von 2,8 % auf 1,3 %. Im Individualverkehr führte dies angesichts steigender Verkehrsleistungen im Ergebnis dazu, dass der absolute Energieverbrauch im Jahr 2013 im Individualverkehr wie im Straßenverkehr höher war als 2005 (Abb. 7-2).

Abb. 7-2: Energieverbrauch und spezifische Verbrauchswerte im Straßenpersonen- und Straßengüterverkehr von 1991 bis 2013



Quelle: AG Energiebilanzen

195. Zum Rückgang der spezifischen Verbrauchswerte im Individualverkehr hat auch die Senkung der durchschnittlichen Verbrauchswerte der neu zugelassenen Pkw und Kombis beigetragen. Hierzu weist der Fortschrittsbericht im Teil I auf entsprechende Angaben des Kraftfahrtbundesamtes hin, wonach der durchschnittliche Kraftstoffverbrauch neuer Fahrzeuge insgesamt von 8,0 l/100km im Jahr 1998 um fast ein Drittel auf 5,5 l/100km im Jahr 2013 zurückgegangen ist. Allerdings zeigen viele Untersuchungen, dass die tatsächlichen spezifischen Verbrauchswerte mehr oder weniger deutlich von den Normwerten des Kraftfahrtbundesamtes abweichen. So weist eine vergleichende Studie des International Council on Clean Transportation bezogen auf die spezifischen CO₂-Emissionen auf erhebliche Diskrepanzen zwischen den Normwerten und den tatsächlichen Werten hin, die sich in den vergangenen

Jahren sogar noch ausgeweitet haben: „While in 2001 this gap was just 8 percent, it grew to 18 percent by 2008 and then to 38 percent in 2013. The increase in recent years was especially steep. Since our first analysis, the gap has been growing by about one fifth per year.“ (ICCT, 2014). Dabei ist zu beachten, dass die jeweiligen Grenzwerte für die EU-weite Regulierung (the so-called certification or “type-approval” values) auf der Grundlage von Laborbedingungen entsprechend des New European Driving Cycle (NEDC) ermittelt werden. Einerseits öffnet dies für die Hersteller einen Spielraum für die Messung von Fahrzeugemissionen, den sie schon aus ökonomischen Gründen möglichst weit nutzen. Andererseits haben die unter Laborbedingungen ermittelten Ergebnisse nur einen lockeren Bezug zu den tatsächlichen Emissions- und Verbrauchswerten, die im täglichen Betrieb auf der Straße typisch sind.

Bewertung der Entwicklung von Energieverbrauch und Energieeffizienz

196. Der vorstehende Überblick über die Ziele der Bundesregierung zur künftigen Entwicklung des Energieverbrauchs und der Energieeffizienz im Vergleich zu einer Fortsetzung der bisherigen Tendenzen zeigt auch für den Verkehr die Gefahr einer deutlichen Zielverfehlung. So könnte der verkehrsbedingte Endenergieverbrauch bis 2020 sogar noch leicht steigen (+2,4 %) statt um 10 % reduziert zu werden; dem entspricht eine Deckungslücke um rund 320 PJ. Vor diesem Hintergrund konstatiert die Expertenkommission einen beträchtlichen Handlungsbedarf zur Abwendung der Gefahr einer weitgehenden Verfehlung bei einem der wichtigen Ziele der Energiewende. Allerdings kommt die (optimistische) Referenzprognose von Prognos et al zu dem Ergebnis eines gegenüber 2005 um 7,3 % niedrigeren Verbrauchs, und das Öko-Institut schätzt den Rückgang auf 5,5 %. Im Vergleich zu 2013 entspricht dem eine Reduktion um 8,2 % bzw. 6,4 %. Aber auch diese Ergebnisse signalisieren eine – wenn auch deutlich schwächere - Zielverfehlung. Dies wird noch sichtbarer, wenn man die seit 2010 steigenden Verbrauchswerte einbezieht, die bei beiden Vorausschätzungen noch nicht berücksichtigt werden konnten.

197. Dies bedeutet natürlich gleichzeitig auch, dass der Beitrag des Verkehrs zur Emissionsminderung nicht in dem vorgesehenen Umfang eintritt. Immerhin waren die verkehrsbedingten CO₂-Emissionen im Jahr 2013 mit rund 19 % an den gesamten CO₂-Emissionen und mit fast 17 % an den gesamten Treibhausgasemissionen beteiligt.

Maßnahmen zum Verkehrssektor

198. Einen ersten Eindruck von den von der Bundesregierung für den Verkehrssektor vorlegten Maßnahmen erhielt die Expertenkommission erst mit dem Entwurf des Fortschrittsberichts mit Stand vom 21. November 2014. Angesichts der Kürze der für eine sachgerechte Kommentierung zur Verfügung stehenden Bearbeitungszeit, stehen die folgenden Ausführungen unter dem Vorbehalt der Vorläufigkeit. Die Expertenkommission begrüßt aber ausdrücklich die Aussage in diesem Fortschrittsbericht 2014, wonach der „Verkehrsbereich ... seinen Beitrag zur Umsetzung der Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung leisten (muss)“ (BMW, 2014a, Abschnitt II.5).

199. Dazu setzt die Bundesregierung vor allem auf die Diversifizierung der Energiebasis des Verkehrs mit alternativen Kraftstoffen in Verbindung mit innovativen Antriebstechnologien, auf die weitere Steigerung der Energieeffizienz von Verbrennungsmotoren, auf die Optimierung der Verkehrsabläufe und auf Verlagerungen eines möglichst großen Anteils des Verkehrs auf den jeweils (energie-)effizientesten Verkehrsträger (ebenda). Hierzu nennt sie eine Reihe von existierenden Maßnahmen, deren Wirkungen auf Endenergieverbrauch und CO₂-Emissionen sie allerdings nicht benennt. Gerade für diesen Sektor könnte aus Sicht der Expertenkommission der Versuch einer Wirkungsanalyse der bisherigen Politiken, wie in Kapitel 3 beschrieben, von großem Nutzen sein.

200. In ihrem Ausblick weist die Bundesregierung selbst darauf hin, dass mit den bisher beschlossenen Maßnahmen im Verkehrsbereich der Endenergieverbrauch um knapp 11 %, allerdings erst bis 2030, reduziert werden kann. Dazu führt sie weiter aus, „dass der Großteil der CO₂-Minderung im Jahr 2020 im motorisierten Individualverkehr erreicht wird. Mittelfristig wirken insbesondere solche Instrumente, die die Effizienz der konventionellen Antriebe beeinflussen, wie die CO₂-Zielwerte für neue Pkw, die Pkw-Energieverbrauchskennzeichnung sowie die 2009 erfolgte Umstellung der Kraftfahrzeug-Steuer auf eine vorwiegend nach den CO₂-Emissionen orientierte Steuerbemessung“ (BMW, 2014a, Abschnitt II.5).

201. Die Bundesregierung erwähnt auch weitere Maßnahmen, die im Verkehr ergriffen werden sollen, um zu einer Senkung von Energieverbrauch und CO₂-Emissionen bis 2020 beizutragen. Dazu zählt sie Maßnahmen im Güterverkehr,

wie die Ausweitung der Lkw-Maut, Maßnahmen zur klimafreundlichen Gestaltung des Personenverkehrs, wie die Stärkung des öffentlichen Personennahverkehrs und des Rad- und Fußverkehrs, den verstärkten Einsatz elektrischer Antriebe bei Kraftfahrzeugen, übergreifende Maßnahmen im Verkehrsbereich sowie Maßnahmen im Luftverkehr und unterstützende Maßnahmen im internationalen Seeverkehr. Zu Details verweist sie auf das Aktionsprogramm Klimaschutz 2020, das der Expertenkommission allerdings lediglich in einer auf den 12. November 2014 datierten Version aus einem Web-Blog zur Verfügung stand.

202. Danach sollen mit den im Rahmen dieses Aktionsprogramms beschlossenen Maßnahmen die THG-Emissionen bis 2020 deutlich gesenkt werden können. Im Ergebnis sollen unter Berücksichtigung und Herausrechnung von Überschneidungseffekten zwischen den Maßnahmen die CO₂-Emissionen bis 2020 um mindestens 10 Mio. t CO₂-Äquivalentemissionen reduziert werden (BMUB, 2014b, S. 30). Ob und wie weit dieser Minderungsbeitrag Bestand haben kann, ist fraglich, weil die Zahlenangaben noch unter „Klammervorbehalt“ stehen.

203. Als Maßnahmen hierzu genannt sind die LKW-Maut für den Straßengüterverkehr mit Staffelung entsprechend dem Energieverbrauch der Fahrzeuge, die Unterstützung der Markteinführung der Hybridtechnologie bei Nutzfahrzeugen, die Förderung des Schienenverkehrs, Infrastrukturmaßnahmen zur Stärkung des Verkehrsträgers Wasserstraße, Stärkung des öffentlichen Personennahverkehrs (ÖPNV) und des Personenfernverkehrs sowie Stärkung des Rad- und Fußverkehrs, Förderung des betrieblichen Mobilitätsmanagements, Gutscheine für Sprit-Spar-Trainings beim Kauf eines Neuwagens zum kraftstoffsparenden Fahren, verstärkte Förderung von Elektrofahrzeugen sowie von Erdgasfahrzeugen usw.

204. Ähnliche Vorschläge und Ergebnisse wurden schon mit dem sog. Energiewende-Szenario im Rahmen des Vorhabens „Politikszenerarien VI“ für den letzten Projektionsbericht der Bundesregierung ermittelt. Für 2020 ergibt sich hier im Vergleich zu dem Aktuelle-Politik-Szenario eine zusätzliche Minderung beim nationalen Verkehr von 9 Mio. t CO₂; unter Einschluss des internationalen Flugverkehrs kommt es sogar zu einer Zusatzreduktion um 12 Mio. t CO₂. Unter dem Eindruck, dass ohne zusätzliche Maßnahmen eine Zielverfehlung

kaum vermeidbar ist, plädiert die Expertenkommission ausdrücklich dafür, die zur Umsetzung vorgeschlagenen zusätzlichen Maßnahmen ernsthaft zu prüfen (Öko-Institut, 2013).

205. So sehr die Überlegungen zu den aufgeführten Maßnahmen zu begrüßen sind, so bleibt doch noch ungewiss, ob, wann und in welcher konkreten Ausgestaltung sie letztlich umgesetzt werden. Zunächst bleibt zu befürchten, dass es sich vielfach erst um Ankündigungen handelt. Hier hätte die Expertenkommission klarere Aussagen erwartet, zumal ein Erfolg der Energiewende ohne einen substantiellen Beitrag des Verkehrs nicht vorstellbar ist. Denn immerhin soll hier der Endenergieverbrauch bis 2050 um 40 % gegenüber 2005 gesenkt werden.

8 Erneuerbare Energien

Das Wichtigste in Kürze

Für den Ausbau der erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2020 hat die Bundesregierung in ihrem Energiekonzept relative Ziele formuliert. Deren Erreichbarkeit hängt somit auch davon ab, wie sich die Bezugsgröße entwickelt. Sollten die Energieeffizienzziele erreicht werden, ist davon auszugehen, dass alle Ausbauziele für die erneuerbaren Energien erreicht werden können und die dafür notwendige Zunahme der regenerativen Energiebereitstellung um ca. 90 TWh gegenüber 2013 auf dann gut 400 TWh möglich ist. Bei einer Fortschreibung der Effizienztrends ist zu erwarten, dass weitere 50 TWh mobilisiert werden müssen, was die Zielerreichung deutlich anspruchsvoller macht. Die bestehenden Instrumente sind dafür grundsätzlich geeignet, müssen aber bedarfsgerecht und zieladäquat ausgestaltet werden. Dies gilt für die Umsetzung der Ausbaukorridore nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und die entsprechende Stabilisierung der Entwicklung der Photovoltaik und Biomassenutzung sowie ein erfolgreiches Design und Umsetzung der geplanten Ausschreibungsmodelle. Im Wärmemarkt gilt es, die aktuell zurückhaltende Nachfrage nach der Nutzung regenerativer Energien im Gebäudebestand zu stärken. Im Verkehr ist aufgrund der Quotenverpflichtung im Prinzip sichergestellt, dass ein regenerativer Anteil von 10 % erreicht werden kann, auch wenn dies gegenüber heute ungefähr einer Verdopplung entspricht. Deshalb ist es wichtig, die bestehenden Sanktionsmechanismen aufrecht zu erhalten oder fortzuschreiben.

Mit Blick auf den Zeitraum jenseits des Jahres 2020 empfiehlt die Expertenkommission der Bundesregierung, zeitnah zu konkretisieren, wie der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch in der folgenden Dekade auf 30 % im Jahr 2030 erhöht werden soll. Dazu ist eine Fortschreibung der Zielsetzungen in denjenigen Bereichen sinnvoll, in denen dies bislang noch nicht erfolgt ist, d. h. für erneuerbare Energien im Wärmemarkt und Verkehr. Darüber hinaus sollten zeitnah strukturelle Änderungen eingeleitet werden, um nicht zuletzt aufgrund von Potenzialrestriktionen im Bereich der Nutzung von Bioenergien sukzessive die solaren und geothermischen Ressourcen für den Wärmemarkt erschließen zu können. Für den Verkehr sollte die Bundesregierung ihre bisher eher vage ausgestaltete Mobilitäts- und Kraftstoffstrate-

gie im Zuge der Verkehrsprognose zeitnah fortschreiben und sehr viel konkreter ihre Vorstellungen darstellen, welche Rolle die regenerativen Kraftstoffe jenseits der Biokraftstoffe der ersten Generation - auf dem Weg zur CO₂-neutralen Mobilität bis zum Jahr 2030 spielen sollen.

8.1 Ziele zum Ausbau bis zum Jahr 2020

206. Die Bundesregierung beschreibt in ihrem Bericht die Entwicklung der erneuerbaren Energien, es fehlen allerdings Aussagen, ob sie davon ausgeht, dass die Ziele für die Jahre 2020 und darüber hinaus erreicht werden können und welche positiven und negativen Faktoren dafür eine Rolle spielen. Dazu soll im Weiteren Stellung genommen werden. Ausgangspunkt sind die von der Bundesregierung genannten Ziele für den gesamten (Brutto-) Endenergieverbrauch als Aggregat sowie für die Anwendungen Strom, Wärme und den Verkehr (Tab. 8-1). Auf die Nennung von Unterzielen wie die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz wird im Sinne der Zielhierarchisierung in Abschnitt II.1 des Fortschrittsberichts 2014 verzichtet.

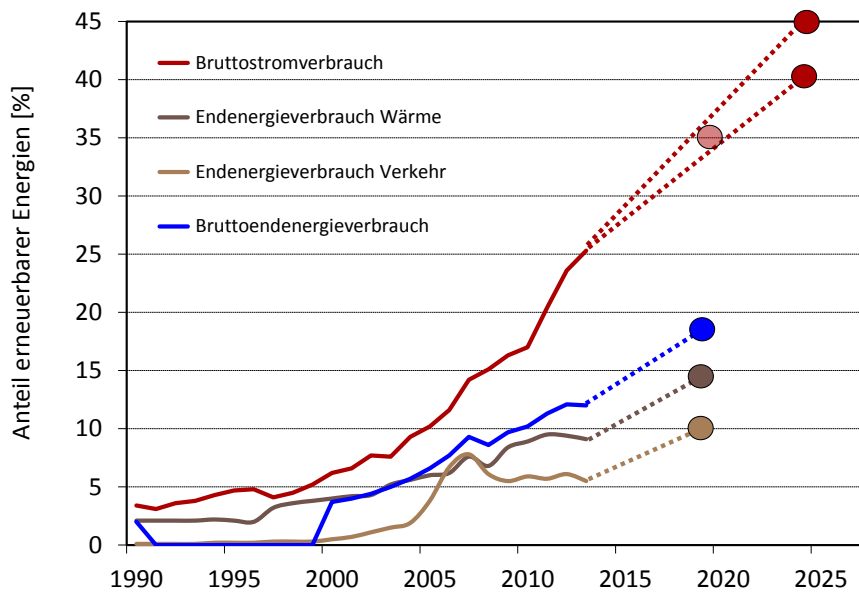
Tab. 8-1: Ziele zu erneuerbaren Energien

Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien am Energieverbrauch					
	Anteil 2013	2020	2030	2040	2050
Anteil am Bruttoendenergieverbrauch	12 %	18 %	30 %	45 %	60 %
Anteil am Bruttostromverbrauch	25,3 %	mindestens 35 %	mindestens 50 % (2025: 40 %-45 %)	mindestens 65 % (2035: 55 %- 60 %)	mindestens 80 %
Anteil am Wärmeverbrauch	9,1 %	14 %			
Anteil am Endenergieverbrauch für den Verkehr (inkl. Strom)	5,5 %	10 %			

207. Die bisherige Entwicklung bis zum Jahr 2013 sowie die Ziele bis zum Jahr 2020 zeigt Abb. 8-1. Dabei wurde für den Anteil an der Bruttostromerzeugung der Korridor aus der aktuellen Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) berücksichtigt, mit der das Ziel für 2025 fortgeschrieben wurde. Darüber hinaus wurden lineare Zielpfade ergänzt, die mit den jeweiligen

Bezugsjahren der Zielsetzungen beginnen. Obwohl dies eine starke Vereinfachung der Realität darstellt, deutet dies als erste Näherung daraufhin, dass die bisherige Entwicklung mit Ausnahme der regenerativen Stromerzeugung offenbar eine geringere Dynamik aufweist als ursprünglich intendiert.

Abb. 8-1: Entwicklung der Anteile erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch²¹ (unbereinigte Werte) und Zielsetzungen bis zum Jahr 2025



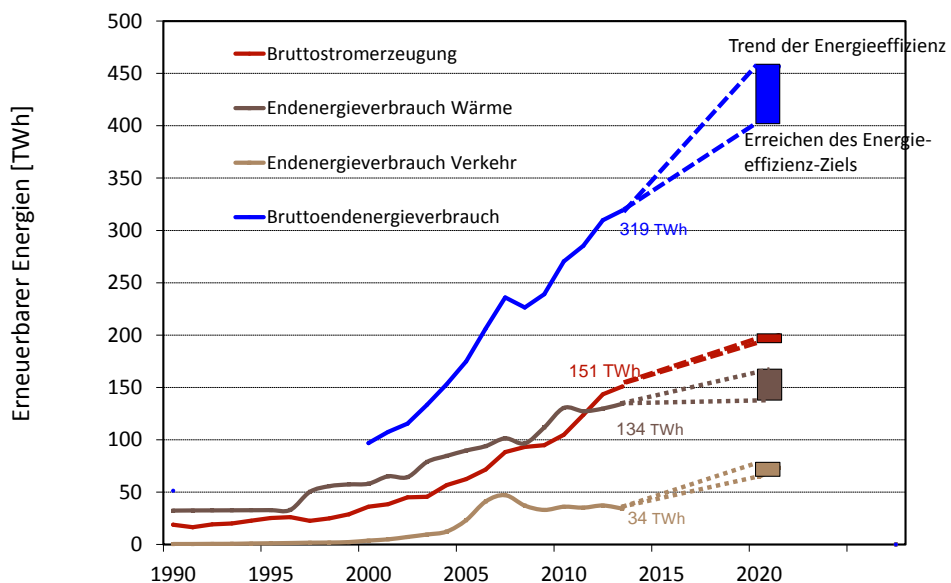
Quelle: Eigene Darstellung nach BMWi (2014d)

208. Bei den Zielsetzungen für die erneuerbaren Energien handelt es sich um relative Ziele, die somit nicht losgelöst von Veränderungen des Endenergieverbrauchs und den absoluten Energiemengen aus regenerativen Quellen betrachtet werden können. Mit der Stellungnahme der Expertenkommission zum

²¹ Für den Endenergieverbrauch für Prozesswärme/-kälte aus Brennstoffen (d. h. ohne den Einsatz von Strom für Prozesswärme), ist kein explizites Ziel formuliert. Daher wurde eine ähnliche Reduktion wie für den Endenergieverbrauch für Gebäude angenommen. Dies orientiert sich an der angestrebten Erhöhung der Energieproduktivität im Energiekonzept der Bundesregierung, ist aber auch für das Ziel von Bedeutung, bis zum Jahr 2020 einen Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme von 14 % zu erreichen.

ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung wurde die Kompatibilität der Ziele für Energieeffizienz und erneuerbare Energien des Energiekonzeptes der Bundesregierung aus dem Jahr 2010 bestätigt (EWK, 2012). Allerdings konnten die angestrebten Effizienzfortschritte bisher nicht erreicht werden (siehe Kapitel 5). Sollte sich dieser Trend fortsetzen, sind entsprechend größere Energiemengen aus erneuerbaren Energien bereitzustellen. Abb. 8-2 zeigt dies für den Fall, dass die Effizienzziele erreicht werden (Untergrenze) und bei Fortsetzung des Effizienztrends (Obergrenze). Es ist daher zu prüfen, ob sich die Ausbauziele für die erneuerbaren Energien in beiden Fällen erreichen lassen. Anders als im Bereich der Energieeffizienz ist eine Trendfortschreibung bei den erneuerbaren Energien jedoch nicht sinnvoll, weil beispielsweise mit der aktuellen Novellierung des EEG neue Rahmenbedingungen für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und deren Teilnahme am Strommarkt gesetzt wurden.

Abb. 8-2: Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2020 in Abhängigkeit von den erzielten Fortschritten im Bereich Energieeffizienz



Quelle: Eigene Berechnung basierend auf BMWi (2014d), IE Leipzig (2014a) und ÜNB (2014b)

8.2 Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

209. Primäres Instrument zum Ausbau der regenerativen Stromerzeugung ist das EEG, das nach einer Novellierung zum 1. August 2014 in Kraft getreten ist (EEG, 2014). Mit dem Gesetz wurden erstmalig Ausbaurkorridore definiert. So soll bis zum Jahr 2025 ein Anteil an der Bruttostromerzeugung zwischen 40 % und 45 % erreicht werden. Das bisher im EEG definierte Ziel von mindestens 35 % bis zum Jahr 2020, das auch Grundlage des Energiekonzepts der Bundesregierung aus dem Jahr 2010 war, ist damit kompatibel. Die Ausbaurkorridore für solare Strahlungsenergie (Photovoltaik) und Windenergie an Land betragen 2.400 MW bis 2.600 MW pro Jahr. Durch eine Anpassung der Einspeisevergütung bei Über- bzw. Unterschreitung des Korridors soll die Ausbaudynamik stabilisiert werden. Der Anstieg der Verstromung von Bioenergieträgern soll 100 MW pro Jahr und die gesamte installierte Leistung von Windenergieanlagen auf See eine Leistung von 6.500 MW im Jahr 2020 nicht überschreiten. Für Wasserkraftanlagen und die Stromerzeugung aus Geothermie wurden keine Ausbaurkorridore festgelegt, da hier keine nennenswerten Zuwächse zu erwarten sind.

210. Wenn die Ausbaurkorridore erreicht werden, ist mit einem Anstieg der Stromerzeugung von 150 TWh auf etwa 230 TWh im Jahr 2020 zu rechnen, worin auch die regenerative Stromerzeugung aus Anlagen enthalten ist, die nicht nach dem EEG vergütet wird (derzeit ca. 25 TWh). Damit würde das „mindestens 35 %-Ziel“ sicher erreicht. Selbst wenn es zu keinem weiteren Rückgang des Bruttostromverbrauches käme, beliefe sich der regenerative Anteil dann auf gut 38 %. Das 35 %-Ziel würde in diesem Fall mit einer regenerativen Stromerzeugung von ca. 200 TWh erreicht. Getrieben werden soll die Entwicklung hauptsächlich durch die Stromerzeugung aus Windenergie an Land (ca. 40 % des Zuwachses) und auf See (35 %) sowie die Photovoltaik (20 %). Die Verstromung von Biomasse leistet nur 5 %, die übrigen Ressourcen bleiben in Summe konstant.

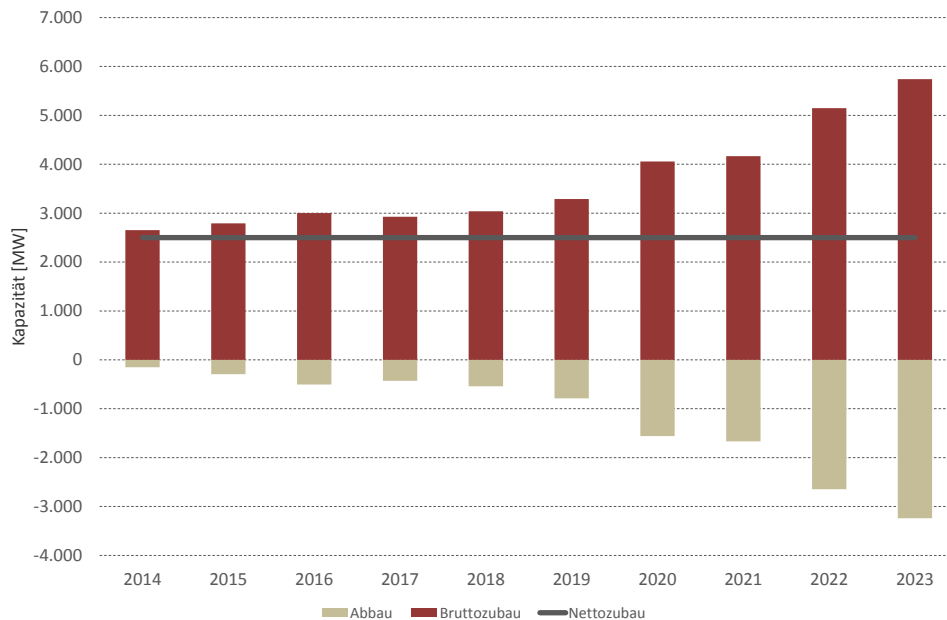
211. Für die Windenergie an Land ist das formulierte Ausbauziel von 2.500 MW/a innerhalb des Ausbaurkorridors ein Nettoziel, d. h. der zur Zielerreichung erforderliche Zubau ist abhängig von der jeweils zu

kompensierenden Stilllegungen von Altanlagen deutlich höher. Geht man von einer durchschnittlichen Anlagenlebensdauer von 21 Jahren²² aus, ergeben sich die in Abb. 8-3 gezeigten Zubauraten. Bis zum Jahr 2019 steigt der zusätzliche Bedarf aus dem Ersatz von Altanlagen jährlich auf knapp 800 MW, so dass der erforderliche Bruttozubau sich zwischen etwa 2.800 MW (2014) und 3.200 MW (2019) bewegen muss. Spätestens ab dem Jahr 2020, wenn die ersten EEG-geförderten Anlagen ihre geplante Betriebsdauer erreichen, steigt der Bruttoausbaubedarf auf über 4.000 MW. Ab dem Jahr 2020 muss der Ausbau dauerhaft ein Niveau von 4.000 MW bis 6.000 MW erreichen. Gegenüber dem Zubau im Jahr 2013, das bereits ein vergleichsweise zubaustarkes Jahr war, bedeutet dies eine Steigerung des Zubaus um mindestens ein Drittel bzw. im weiteren Verlauf eine Verdopplung.

212. Die Prognosen für den Ausbau der Windenergie an Land bis zum Jahr 2020 sind jedoch sehr unterschiedlich und stimmen teilweise nicht einmal hinsichtlich der Tendenz überein (R2B, 2013; IE Leipzig, 2014b). Während für das Jahr 2015 rund 3.700 MW erwartet werden (EUWID, 2014), variieren Werte für die nächsten Jahre zwischen 1.800 bis 3.500 MW jährlich, wobei die meisten Schätzungen unter den aktuellen Rahmenbedingungen (EEG 2014) bis 2020 einen Nettozubau im Bereich des Korridors um 2.500 MW/a für möglich halten. Die Mittelfristprognose der Übertragungsnetzbetreiber erwartet für den Zeitraum 2017-2019 im Mittel etwa 2.300 MW/a (IE Leipzig, 2014a).

²² Analog zur EEG-Vergütungsdauer von maximal 21 Jahren (20 Jahre zzgl. des Jahres der Inbetriebnahme) sowie unter Berücksichtigung der Tatsache, dass bereits heute mehr als 1.300 Windenergieanlagen in Deutschland die angesetzte Lebensdauer von 20 Jahren erreicht bzw. überschritten haben (Fraunhofer IWES, 2014).

Abb. 8-3: Ausbaubedarf Wind onshore bei Einhaltung des Ausbaukorridors gemäß § 3 EEG 2014 unter Berücksichtigung zu erwartender Stilllegungen



Quelle: Eigene Berechnung basierend auf BMWi (2014d), IE Leipzig (2014a) und ÜNB (2014b)

213. Eine Kurzanalyse einiger zentraler Einflussfaktoren auf die Entwicklung der Windenergienutzung an Land scheint dies zu untermauern:

Flächenausweisung

214. Das Angebot an verfügbaren Standorten beeinflusst die Umsetzung der jeweiligen Ausbauziele unmittelbar, wobei der planungsrechtlichen Absicherung neuer Windenergiegebiete durch entsprechende Flächenausweisungen im Rahmen der Regional- bzw. Bauleitplanung eine besondere Bedeutung zukommt. Insgesamt war nach der Reaktorkatastrophe von Fukushima ein starker Trend zur Ausweisung von weiteren Standorten für den Bau von Windenergieanlagen zu verzeichnen, wie aus einer Erhebung zum Bestand von Raumordnungsgebieten für die Windkraftnutzung in Regionalplänen, die Dichte der Bebauung und die jeweils installierte Leistung durch das Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) hervorgeht (Einig und Zaspel, 2013; Einig und Zaspel-Heisters, 2014). Demnach waren zum 31. Dezember 2012 0,44 % des Bundesgebietes bzw. 1.563 km² durch positivplanerische

Festlegungen für die Windenergienutzung raumordnungsrechtlich gesichert, wobei in 40 der insgesamt 114 Planungsregionen explizit für die Nutzung der Windenergie ausgewiesene Raumordnungsgebiete fehlen. Eine abschließende Antwort auf die Frage, ob die ausgewiesenen Flächen für die Zielerreichung in 2020 ausreichend sind, gibt die Studie jedoch zum jetzigen Zeitpunkt nicht.

215. Aufgrund der Relevanz der Flächenausweisung für die zukünftige Entwicklung des Windenergieausbaus ist ein bundesweites Monitoring der Flächenverfügbarkeit ratsam. Neben dem Umfang ausgewiesener Flächen ist die Qualität bzw. Rechtssicherheit der vorgenommenen Planungen entscheidend. Mit der Gründung der Fachagentur Windenergie an Land, deren Beratungsleistungen sich insbesondere an Kommunen und Planungsverbände richtet, dürfte diesbezüglich eine positive Entwicklung eingetreten sein. Festzuhalten ist, dass die Verfügbarkeit planungsrechtlich gesicherter Flächen je nach Bundesland sehr stark variiert und von den landespolitischen Rahmensetzungen abhängt. Hier könnte sich der am 08. April 2014 vom Bundeskabinett beschlossene „Entwurf eines Gesetzes zur Einführung einer Länderöffnungsklausel zur Vorgabe von Mindestabständen zwischen Windenergieanlagen und zulässigen Nutzungen“ negativ auf die Ausbauziele auswirken, da das Gesetz es den Bundesländern ermöglichen soll, Landesgesetze zu erlassen, die die Privilegierung von Windenergieanlagen im Außenbereich (§ 35 Absatz 1 Nummer 5 BauGB) einschränken. Bislang hat jedoch nur das Bundesland Bayern konkrete Schritte zur Anwendung der Länderöffnungsklausel unternommen. Ein entsprechender Landesgesetzentwurf vom 27. Mai 2014 sieht Mindestabstände zur Wohnbebauung in Höhe der 10-fachen Gesamthöhe der Windenergieanlagen vor (10-H-Regelung). Ausnahmen sind möglich, sofern die jeweilige Gemeinde dies durch entsprechende Festlegungen im Bebauungsplan zulässt (BAYRVR, 2014). Die möglichen Auswirkungen dieser 10-H-Regelung auf das Flächenpotenzial in Bayern zeigt eine Untersuchung des BBSR (Zaspel-Heisters, 2014). Ausgehend von 19,1 % der Landesfläche bei einem Mindestabstand von 800 m schrumpft der nutzbare Anteil auf 1,7 % bei 2.000 m. Berücksichtigt man zusätzlich die erforderliche Windhöflichkeit reduziert sich das verbleibende Flächenpotenzial nochmals um mehr als die Hälfte. Die Einführung dieser Regelung könnte den Ausbau der Windenergie in Bayern weitestgehend zum Erliegen bringen. Eine Gefährdung des Bundesziels wäre dann zu befürchten, wenn weitere Bundesländer ähnliche Schritte ergreifen.

Finanzierung

216. Ein Treiber des Ausbaus der Windenergie an Land ist das anhaltend niedrige Zinsniveau, das sich positiv auf die Wirtschaftlichkeit der Anlagen auswirkt. Zudem bestehen günstige Finanzierungsbedingungen im Rahmen der KfW-Programme zur Förderung erneuerbare Energien, was sich auch darin zeigt, dass im Jahr 2012 94 % der errichteten Windenergieleistung Förderkredite der KfW Bankengruppe in Anspruch nahm (Bickel und Kelm, 2013). Neben dem durch das niedrige Zinsniveau unmittelbar entstehenden ökonomischen Vorteil für den Anlagenbetreiber führten die niedrigen Zinsen in den letzten Jahren auch zu einer hohen Kapitalverfügbarkeit. Kapitalanlagen im Windenergiebereich weisen vergleichsweise gute Renditeerwartungen auf und waren aufgrund der stabilen Rahmenbedingungen des EEG bei privaten und kommerziellen Investoren gleichermaßen beliebt. Geringe Eigenkapitalquoten sorgten dabei für eine hohe Hebelwirkung. Zutraglich war auch hier die positive Gesamtstimmung gegenüber den Zielen der Energiewende. Da zudem die Höhe der EEG-Vergütung als auskömmlich angesehen werden kann, dürfte auch dieser Faktor eher für die Erreichbarkeit der Ausbauziele bis 2020 sprechen. Zu beachten ist hier jedoch auch, dass gerade im Hinblick auf den zukünftig steigenden Ausbaubedarf weniger die Höhe der EEG-Vergütung als vielmehr deren längerfristige Verlässlichkeit entscheidend ist. Dies ist bei der für 2017 im EEG vorgesehenen Umstellung des Verfahrens zur Festlegung der Vergütungshöhe im Ausschreibungsdesign zu beachten.

217. Im Offshore-Wind-Segment war im Jahr 2013 eine leichte Beschleunigung der Ausbaudynamik zu verzeichnen. Ende des Jahres 2013 betrug die installierte Leistung 903 MW, was gegenüber dem Vorjahr mehr als einer Verdopplung entsprach. In der ersten Jahreshälfte 2014 kamen erneut 543 MW hinzu, so dass mittlerweile Offshore-Windparks mit einer Gesamtleistung von 1.446 MW betriebsbereit sind. Weitere Offshore-Parks mit rund 1.600 MW sind im Bau. Weitere Genehmigungen liegen vor, so dass das im EEG avisierte - und gegenüber dem bis dahin geltenden Ziel von 10.000 MW - reduzierte Ausbauziel von 6.500 MW bis 2020 realistisch erreichbar scheint, sofern die erkennbare Entwicklungsdynamik aufrechterhalten werden kann. Durch die Verlängerung des Stauchungsmodells bis zum 31. Dezember 2019 dürften hier die entsprechenden Rahmenbedingungen für die Finanzierung gewährleistet sein. Auch hier dürfte sich das niedrige Zinsniveau entsprechend positiv auf die

Wirtschaftlichkeit der Projekte auswirken. Die Höhe der Vergütungssätze und die fixe Absenkung der Vergütungssätze zu bestimmten Stichtagen dürfte hier ebenfalls die notwendige Planungssicherheit für den weiteren Ausbau bieten.

218. Im Bereich der Photovoltaik spielt die Degression der Vergütungssätze im Zusammenspiel mit der Preisentwicklung eine wichtige Rolle. Bei Einhaltung des Zubaukorridors reduzieren sie sich monatlich um 0,5 % (§ 31 EEG) und damit um etwa 30 % bis zum Jahr 2020 zuzüglich des Effektes der Inflationsrate. Ob die entsprechende Absenkung der solaren Stromgestehungskosten entlang der sog. Lernkurve bis 2020 erreicht werden kann, hängt vor allem vom internationalen Marktgeschehen und der Preisentwicklung von Photovoltaik-Modulen ab. Optimistische Projektionen gehen davon aus, dass dies erreicht werden kann, wenn ein günstiges Umfeld – z. B. ein weiterhin niedriges Zinsniveau – besteht, so dass der Weltmarkt für Photovoltaikanlagen jährlich um rd. 15 % auf etwa 100 GW im Jahr 2020 zunimmt (2013: 38 GW).

219. Zu beachten sind aber auch die Vergütungsregelungen des EEG sowie die Selbstverbrauchsmöglichkeiten für die verschiedenen Marktsegmente, d. h. Kleinanlagen auf privaten Wohngebäuden bis etwa 10 kW, größere Anlagen über 10 kW auf öffentlichen Gebäuden, auf größeren Wohngebäuden oder im gewerblichen Bereich bzw. der Landwirtschaft sowie Freiflächenanlagen. Auf privaten Wohngebäuden wurden im vergangenen Jahr rund 600 MW installiert, was einem Marktanteil von 18 % entspricht (Anlagen bis 10 kW, eigene Auswertung auf der Basis von Daten der Bundesnetzagentur). Der Marktanteil blieb im Jahr 2014 bisher konstant, wenn auch auf niedrigerem absolutem Niveau (bis zum Jahresende schätzungsweise 400 MW). Trotz der inzwischen relativ geringen Rendite von schätzungsweise 3-5 % p.a. dürfte der Markt im Kleinanlagensegment aufrecht erhalten werden können, wenn man davon ausgeht, dass die Anlagenkosten der Degression weitgehend folgen und zusätzliche Erlöse über den Eigenverbrauch generiert werden können. Für diese Entwicklung spricht auch das niedrige Zinsniveau, das einerseits eine Finanzierung der Anlagen erleichtert und andererseits die relativ geringen Renditen aus Photovoltaikanlagen mangels vorteilhafterer alternativer Geldanlagen häufig akzeptabel erscheinen lässt. Hinzu kommt, dass private Haushalte bei ihren Investitionsentscheidungen in der Regel weitere Kriterien einbeziehen (zum Beispiel Umweltbewusstsein, Eigenversorgung usw.).

220. Bei größeren Anlagen bis etwa 100 kW für größere Wohn- oder öffentliche Gebäude und vor allem im gewerblichen Bereich bzw. in der Landwirtschaft sowie bei Anlagen bis 1.000 kW (Marktanteil zusammen etwa 50 %) hängen Investitionsentscheidungen in erster Linie von Rentabilitätsüberlegungen ab. Bei landwirtschaftlichen Anlagen wurde der erzeugte Solarstrom bislang in aller Regel nahezu vollständig eingespeist. Mit den zunehmend abgesenkten Vergütungssätzen war dies für viele Investoren in den Jahren 2013 und 2014 nicht mehr attraktiv. Die Abnahme dieses Marktsegmentes wird zumindest so lange anhalten, bis die Anlagenkosten in gleicher Weise gesunken sind. In Anwendungen, in denen ein nennenswerter Anteil des Solarstroms selbst genutzt werden kann (z. B. Supermärkte, Gewerbebetriebe) ist zu beachten, dass mit der EEG-Novelle sukzessive auch der Eigenstromverbrauch von Neuanlagen oberhalb von 10 kW und 10 MWh/a mit der EEG-Umlage belastet wird (§ 61 EEG): aktuell mit 30 %, ab 1. Januar 2016 mit 35 % und ab dem 1. Januar 2017 mit 40 %. Dadurch wird die Attraktivität, den erzeugten Solarstrom selbst zu nutzen, deutlich geschmälert, was sich an einem einfachen Beispiel verdeutlichen lässt: bei einer Einspeisevergütung von etwa 12 Cent/kWh und einem Arbeitspreis von 17 Cent/kWh reduziert sich die Spreizung durch die EEG-Umlage von 5 Cent/kWh auf ca. 3 Cent/kWh. Je nach Höhe des Eigenverbrauchs (für Anlagen bis 100 kW ca. 30 % des erzeugten Stroms, bis 1 MW bis ca. 15 % (IE Leipzig, 2014a)) kann sich dadurch nicht nur die Rentabilität einer Anlage deutlich verschlechtern, sondern dementsprechend die wirtschaftliche Amortisationszeit verlängern, die für viele Investitionen im gewerblichen Bereich ein weiteres wichtiges Entscheidungskriterium ist.

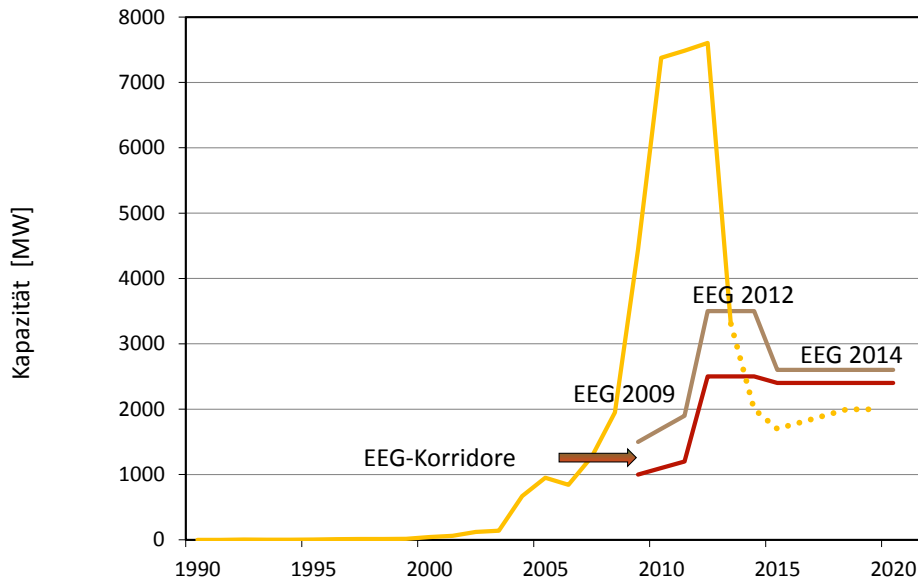
221. Freiflächenanlagen spielen vor allem im Marktsegment oberhalb 1.000 kW eine große Rolle, auf das im Jahr 2013 mit rd. 1 GW knapp ein Drittel der gesamten installierten Photovoltaikleistung entfiel (EEG Erfahrungsbericht, 2014). Derzeit ist aufgrund der stagnierenden Modulpreise, der degressiv angelegten Vergütungssätze sowie der fehlenden Eigenverbrauchsmöglichkeiten ein weiterer Rückgang bei der Neuinstallation von Freiflächenanlagen zu verzeichnen. Erste Schätzungen gehen davon aus, dass sich der deutsche Freiflächenmarkt 2014 auf rund 500 MW halbieren wird. Nach § 55 EEG wird die Vergütungshöhe für Freiflächenanlagen künftig in einem Ausschreibungsverfahren ermittelt. Die erste Ausschreibung über jährlich 600 MW Leistung ist

für 2015 geplant. Auch wenn das konkrete Verfahren derzeit noch nicht festliegt, ist davon auszugehen, dass bei einer adäquaten Ausgestaltung das Volumen umgesetzt werden kann.

222. Insgesamt ergibt sich für den Photovoltaikmarkt derzeit folgendes Bild: Gegenüber den Vorjahren ist der PV-Markt in Deutschland sehr stark geschrumpft. Für 2014 lässt sich absehen, dass die zugebaute Leistung bis zum Jahresende bei etwa 2.000 MW liegen wird. Für 2015 geht das Leipziger Institut für Energie in seiner Jahresprognose zur EEG-Stromeinspeisung für die Übertragungsnetzbetreiber (IE Leipzig, 2014a) davon aus, dass der Wert im Trend auf 1.700 MW zurückgeht (Bandbreite 1.300-2.200 MW; Abb. 8-4). Auch die Mittelfristprognose der Übertragungsnetzbetreiber geht bis 2019 davon aus, dass der Ausbaukorridor nicht erreicht wird (ÜNB, 2014b). Angesichts der Bedeutung der Photovoltaik für die Zielerreichung für die erneuerbaren Energien im Strommarkt insgesamt sollte die Bundesregierung deshalb nachsteuern.

223. Bei den anderen erneuerbaren Energien ist bis 2020 lediglich aus der Verstromung von Biomasse noch eine nennenswerte zusätzliche Strommenge zu erwarten. Der mit dem EEG (§ 28) angestrebte Zubau von maximal 100 MW würde aufgrund der hohen Volllaststundenzahlen der Anlagen bis zum Jahr 2020 immerhin mehrere TWh Strom bedeuten. Allerdings haben die Anpassungen im EEG dazu geführt, dass sich der Anlagenzubau, der sich bereits nach der EEG-Novellierung im Jahr 2012 deutlich reduziert hat, weiter zurückgehen wird. Das Leipziger Institut für Energie weist in seinem Gutachten darauf hin, dass zwar für das laufende Jahr ein Leistungsplus von etwa 300 MW zu erwarten ist, dies aber größtenteils auf Repowering- und Flexibilisierungsmaßnahmen zurückzuführen ist. Im Trend werden für 2015 ca. 215 MW ausgewiesen und für den weiteren Verlauf wird davon ausgegangen, dass lediglich etwa 50 MW im Bereich der Biomasseheizkraftwerke zugebaut werden (sofern eine entsprechende Wärmesenke vorliegt) und wenige Megawatt bei Biogasanlagen. Die Mittelfristprognose der Übertragungsnetzbetreiber sieht die Entwicklung längerfristig optimistischer und setzt für den Zeitraum von 2016 bis 2019 einen Zubau im Bereich von 140-185 MW/a an.

Abb. 8-4: Jährlicher Zubau der Photovoltaikleistung in Deutschland (ab 2014 Trendentwicklung) und Entwicklung der Zubaukorridore nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz



Quelle: bis 2013 (BMWi, 2014d), Trendentwicklung für 2014, 2015 (IE Leipzig, 2014a), ab 2016 (ÜNB, 2014b)

224. Die Bundesregierung stützt sich in ihrem Fortschrittsbericht zur Projektion der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien v.a. auf die Energiereferenzprognose (Prognos / EWI / GWS, 2014), die davon ausgeht, dass die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2020 auf 229 TWh ansteigt. Eine nachvollziehbare Begründung, woraus sich diese Erwartung speist, bleibt allerdings offen. So bleibt unbeantwortet, warum die Solarstromerzeugung auf 56 TWh zunimmt und damit selbst bei der hohen angesetzten Volllaststundenzahl von 1.000 h im Mittel über alle Anlagen der Zubaukorridor des EEG überschritten wird. Ähnlich gilt dies für die Stromerzeugung aus Wind an Land. In der Referenzprognose wird eine Erhöhung der Stromerzeugung auf 83 TWh angenommen (ggü. 39 TWh im Basisjahr 2011), wobei dies durch eine (Netto-)Zunahme der installierten Leistung von lediglich 9 GW auf 38 GW erreicht wird. Dieser vergleichsweise geringe Netto-Zubau von durchschnittlich 1 GW pro Jahr erfordert dann aber den Bau sehr leistungsfähiger Anlagen bzw. sehr gute Windstandorte, um die mittlere Stromerzeugung je Megawatt Leis-

tung von etwa 1.300 h/a auf nahezu 2.200 h/a für den gesamten Anlagenbestand anzuheben. Dies ist sicherlich erklärungsbedürftig und unterstellt möglicherweise zusätzliche Maßnahmen, die aber nicht genannt werden. Neben den genannten Punkten enthält die Referenzprognose weitere Annahmen, die nicht erklärt werden. Dies wäre im Sinne einer transparenten Darstellung wünschenswert. Besonders misslich ist aber, dass es sich bei der Referenzprognose nicht um ein Baseline-Szenario auf der Basis gegenwärtiger Rahmenbedingungen handelt, sondern offenbar in verschiedenen Bereichen zusätzliche Maßnahmen unterstellt werden, die jedoch nicht ausgewiesen werden (siehe dazu auch Kapitel 2). Für eine Baseline-Betrachtung ist der Ausbau der erneuerbaren Energien im Strommarkt auf 229 TWh – was im Wesentlichen dem EEG-Korridor entspricht - bei gleichzeitigem Rückgang der Bruttostromerzeugung auf 577 TWh und somit ein Anteil an der Bruttostromerzeugung von 41 % in der Referenzprognose aus Sicht der Expertenkommission zu optimistisch.

225. Die Erreichung des 35 %-Ziels scheint jedoch unter Berücksichtigung der oben genannten Aspekte durchaus möglich. Zu beachten ist dabei, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien im Strommarkt auch für die Kompensation möglicher Zielverfehlungen in anderen Bereichen der erneuerbaren Energien von Bedeutung ist und vor allem für eine mögliche Verfehlung des übergeordneten Klimaschutzziels (siehe dazu Abschnitt 8.6 sowie Abschnitt 1.2).

8.3 Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien

226. Die Bundesregierung strebt an, den Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme bis zum Jahr 2020 auf 14 % anzuheben. Das Ziel wurde im Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (§ 1 Abs. 2 EEWärmeG) vom August 2008 verankert und bezieht sich – anders als das Energieeffizienzziel des Energiekonzepts der Bundesregierung – nicht nur auf den Wärmebedarf von Gebäuden, sondern schließt auch Prozesswärme und Kälte ein, worauf etwa 40 % des gesamten Endenergieverbrauchs für Wärme entfallen. Diese Bezugsgröße wird im EEWärmeG allerdings nicht eindeutig definiert. Während im Erfahrungsbericht 2012 zum EEWärmeG (BMU, 2012a) der Endenergieverbrauch für Wärme einschließlich Strom zugrunde gelegt wird, lässt sich aus der Gesetzesbegründung auch der Endenergieverbrauch für Wärme

ohne den Einsatz von Strom herleiten. Dieser im Weiteren verwendete Ansatz ist aus Sicht der Expertenkommission sachgerechter und kompatibel zur Bilanzierung der Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch nach der EU-Richtlinie zu Förderung der Nutzung erneuerbarer Energien (siehe Abschnitt 8.5).

227. Die Bundesregierung weist in ihrem Fortschrittsbericht für das Jahr 2013 einen Beitrag erneuerbarer Energien am gesamten Endenergieverbrauch für Wärme einschließlich Strom von 9,1 % (entsprechend 134,4 TWh) aus. Ohne die Berücksichtigung von Strom im Wärmemarkt liegt der Wert gut einen Prozentpunkt höher. Um das Ausbauziel für 2020 zu erreichen, wären bei einer erfolgreichen Umsetzung des Effizienzziels, d. h. einer Abnahme des Endenergieverbrauchs für Wärme ohne Strom gegenüber dem Basisjahr 2008 um 20 %, gut 140 TWh regenerative Wärme bereitzustellen.²³ In diesem Fall wäre das 14 %-Ziel ohne einen nennenswerten weiteren Zubau regenerativer Wärme zu erreichen. Nach den Ausführungen in Kapitel 5 ist jedoch davon auszugehen, dass bei einer Fortschreibung des Effizienztrends etwa 165 TWh erforderlich sind. Aus heutiger Sicht entspricht dies einem Zuwachs von 3 % p.a. und damit in etwa dem Trend der letzten drei Jahre (vgl. Abb. 8-1). Gleichwohl stellt sich die Frage, ob das Wachstum bis 2020 aufrechterhalten werden kann.

228. Für den Ausbau regenerativer Wärme hat die Bundesregierung zwei zentrale Maßnahmen etabliert: im Neubaubereich das EEWärmeG mit einer Quotenverpflichtung für Wohn- und Nichtwohngebäude (in Verbindung mit den Energieeffizienzanforderungen der Energieeinsparverordnung) und im Gebäudebestand das Marktanzreizprogramm für erneuerbare Energien, das finanzielle Anreize setzt. Komplementär wirken weitere Maßnahmen wie das Erneuerbare-Energien-Gesetz über die Nutzung von Biomasse in Kraft-Wärme-Kopplung oder die Förderprogramme zur energetischen Sanierung von Gebäuden.

²³ Für den Endenergieverbrauch für Prozesswärme/-kälte aus Brennstoffen (d. h. ohne den Einsatz von Strom für Prozesswärme), für den kein explizites Ziel formuliert ist, wurde eine ähnliche Abnahme angenommen wie für den Endenergieverbrauch für Gebäude. Dies orientiert sich an der angestrebten Erhöhung der Energieproduktivität im Energiekonzept der Bundesregierung.

229. Etwa die Hälfte aller Neubauten nutzt für die Wärmeerzeugung erneuerbare Energien nach den Vorgaben des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes, die andere Hälfte erfüllt die Anforderungen durch Ersatzmaßnahmen wie etwa eine Übererfüllung der Energieeinsparverordnung, den Anschluss an ein Wärmenetz usw. Eingesetzt werden vor allem Wärmepumpensysteme sowie Solarthermie- und Biomasseanlagen auf Holzbasis. Der Zuwachs der jährlichen Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien im Neubau liegt gemäß den Angaben im Erfahrungsbericht zum EEWärmeG bisher in der Größenordnung von 0,6 bis 0,7 TWh/a (BMU, 2012a).

230. Für das Marktanreizprogramm für erneuerbare Energien (MAP) wurden im Jahr 2013 Fördermittel in Höhe von 321 Mio. Euro ausgezahlt. Damit wurden Investitionen von 1,23 Mrd. Euro angestoßen (BMU, 2014; IWR, 2014), wovon gut 900 Mio. Euro auf Zuschüsse für Kleinanlagen und knapp 300 Mio. Euro auf Förderdarlehen zur Finanzierung größerer Anlagen und Wärmenetze entfielen. Dadurch dürfte eine zusätzliche Wärmemenge in der Größenordnung von etwa 2 bis 2,5 TWh/a mobilisiert worden sein. Für das Jahr 2014 steht dem MAP ein vergleichbares Förderbudget zur Verfügung. Allerdings sind die Antragszahlen in den ersten drei Quartalen bei den Kleinanlagen – trotz gleicher Förderkonditionen – um fast ein Viertel zurückgegangen. Obwohl die Ursachen dafür nicht bekannt sind, deutet dies darauf hin, dass das Programm in seiner jetzigen Form nur begrenzt in der Lage ist, zusätzliche Potenziale für regenerative Wärme über Kleinanlagen zu mobilisieren. Dies betrifft besonders solarthermische Anlagen, auf die etwa ein Drittel des Zuschussvolumens entfällt.²⁴²⁵

231. Für die Erreichbarkeit des Ausbauziels für 2020 ist weiterhin von Bedeutung, wie sich die Wärmebereitstellung aus regenerativer Kraft-Wärme-Kopplung entwickeln wird. Nach der aktuellen Novellierung des EEG soll der Zubau von Biomasseanlagen auf 100 MW elektrisch pro Jahr begrenzt werden, wobei wie bisher ein Betrieb an Mindesteffizienzen und damit an eine zumindest teilweise Wärmeauskopplung gebunden ist. Andererseits werden Neuan-

²⁴ Etwa die Hälfte der Zuschussförderung entfiel auf Biomasseanlagen, 10 % auf Wärmepumpenanlagen und der Rest auf sonstige Systeme.

²⁵ Damit wird knapp die Hälfte des Kollektormarktes in Deutschland gefördert.

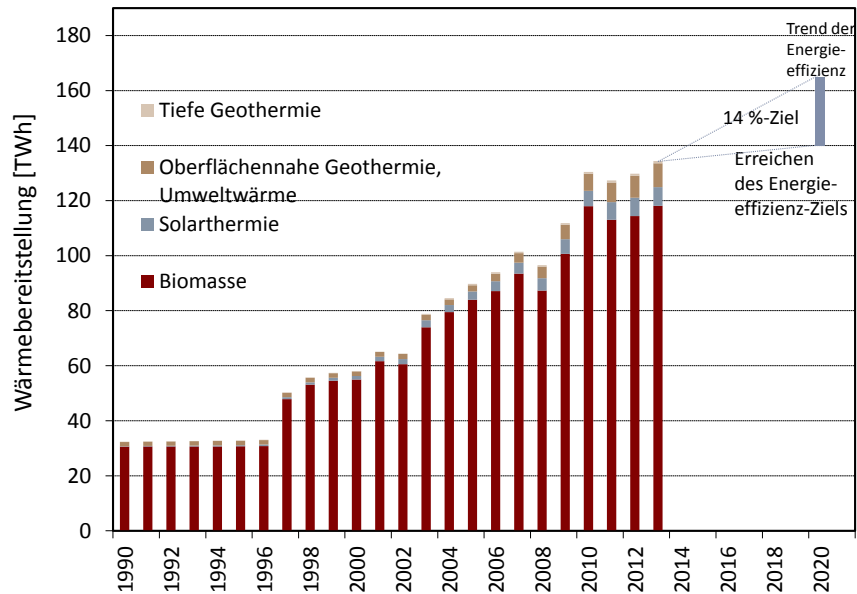
lagen stufenweise in die Direktvermarktung überführt, für die jedoch keine Anforderungen zur Wärmenutzung gestellt werden. Wenn davon ausgegangen wird, dass im optimistischen Fall eine elektrische Leistung von 100 MW zugebaut wird und die Anlagen im Schnitt rd. 35 % externe Wärmenutzung aufweisen, dürfte in den nächsten Jahren die zusätzlich bereitgestellte Wärmemenge im Bereich von maximal 0,5 TWh/a liegen.

232. Neben den genannten Instrumenten wird die Entwicklung durch andere Fördermaßnahmen im Bereich der energetischen Sanierung, durch den Einsatz von Biomasse im Gewerbe und in der Industrie getragen, die sich schätzungsweise auf einen Zuwachs von 1 TWh/a summieren.

233. Bei einer erfolgreichen Fortführung des Marktanzreizprogramms, dem Ausbau der Biomasse am oberen Ende des EEG-Korridors mit entsprechendem Kraft-Wärme-Kopplungsanteil sowie den anderen Maßnahmen ist im Trend ein Anstieg der regenerativen Wärmebereitstellung im Bereich von 4 TWh/a auf 160 TWh bis zum Jahr 2020 zu erwarten. Das in der Referenzprognose für das BMWi bis 2020 erwartete Wachstum auf 218 TWh sieht die Expertenkommission für ein Baseline-Szenario aus heutiger Sicht als deutlich zu hoch an. Dies betrifft insbesondere den dort angesetzten deutlichen Anstieg in den Bereichen Solarthermie (2011: 6 TWh, 2020: 17 TWh) und Geothermie (2011: 6 TWh, 2020: 16 TWh).

234. Insgesamt kommt die Expertenkommission zu dem Schluss, dass mit den bestehenden Instrumenten eine ausreichende Wärmemenge aus regenerativen Quellen bis 2020 bereitgestellt werden kann, um das 14 %-Ziel am Endenergieverbrauch für Wärme (ohne Strom) zu erfüllen. Dies gilt auch für den Fall, dass die Effizienzziele im Wärmemarkt nicht erreicht werden, sondern sich der bestehende Trend fortsetzt (Abb. 8-5). Die bestehenden Instrumente müssen jedoch bedarfsgerecht und zieladäquat ausgestattet bzw. angepasst oder in ihrer Wahrnehmung und Inanspruchnahme gestärkt werden, um beispielsweise gegenläufige Trends wie den derzeit geringen Heizölpreis (ca. 70 Cent/l gegenüber bis zu 96 Cent/l im Jahr 2012 (TECSON, 2014)) zu kompensieren.

Abb. 8-5: Erwartete Entwicklung der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2020



Quelle: Eigene Berechnung basierend auf BMWi (2014d), IE Leipzig (2014a) und ÜNB (2014b)

8.4 Erneuerbaren Energien im Verkehr

235. Das Energiekonzept der Bundesregierung enthält kein explizites Ziel für die Nutzung regenerativer Kraftstoffe, jedoch ist Deutschland über die EU-Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung erneuerbarer Energiequellen wie alle anderen Mitgliedsstaaten verpflichtet, bis 2020 einen Anteil der erneuerbaren Energien an der Deckung des Kraftstoffbedarfs im Verkehrssektor von 10 % zu erreichen²⁶.

236. Die nationale Umsetzung der europäischen Vorgabe fußt bislang auf dem Gesetz zur Änderung der Förderung von Biokraftstoffen aus dem Jahr

²⁶ Nach Artikel 3 Absatz 4 sind als Bezugsgrößen für den Gesamtenergieverbrauch nur Otto-Kraftstoff, Dieselkraftstoff, im Straßenverkehr und im Schienenverkehr verbrauchter Biokraftstoff und Elektrizität berücksichtigt. Bei der Berechnung des regenerativen Anteils wird auch Strom aus erneuerbaren Energien einbezogen und mit dem Faktor 2,5 angerechnet.

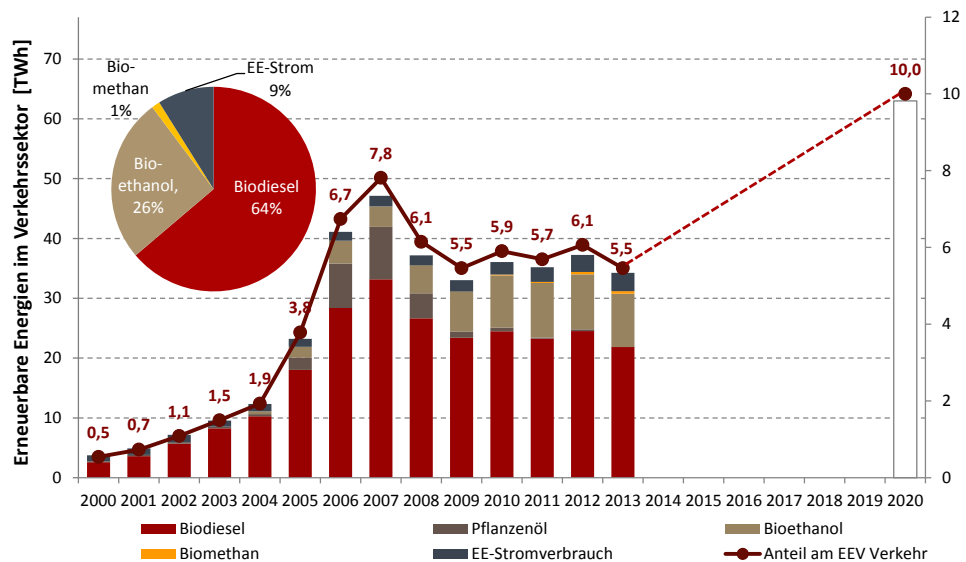
2009, das seinerseits entsprechende Änderungen der Regelungen in § 37a des Bundesimmissionsschutzgesetzes auslöste. Verpflichtet ist derjenige, der Kraftstoffe in Verkehr bringt. Bis einschließlich 2014 sind für Dieselmotorkraftstoff eine Quote von 4,4 % und für Ottomotorkraftstoff eine Quote von 2,8 % zu erfüllen, die über die Beimischung entsprechender Biokraftstoffe oder den Verkauf entsprechender Mengen an Reinkraftstoff nachzuweisen sind. Zusätzlich ist eine fixe, verbindliche, auf den gesamten Energieinhalt bezogene Quote in Höhe von 6,25 % Biokraftstoff zu erfüllen. Ab 2015 werden diese energiebezogenen Quoten durch die Netto-Treibhausgasreduzierung des Biokraftstoffeinsatzes als Wirkungsmaßstab ersetzt. Gesetzlich verankert ist das Ziel, bis 2020 durch die Erhöhung der Beimischungsquote die Wirkung der Netto-Treibhausgasreduzierung sukzessive von 3 % im Jahr 2015 auf 7 % im Jahr 2020 zu steigern. Dies entspricht der im Nationalen Aktionsplan Erneuerbare Energien (NREAP) enthaltenen Biokraftstoffquote von rund 12 % (energetisch) im Jahr 2020 (NREAP, 2010). Aktuell wird jedoch seitens der Bundesregierung die zwölfte Änderung des Bundesimmissionsschutzgesetzes vorbereitet (BlmschG Änderung, 2014). Der Entwurf des Änderungsgesetzes sieht vor, dass die Quote für die Jahre 2015 und 2016 gegenüber dem geltenden Gesetz auf 3,5 % leicht angehoben, in den Folgejahren ab 2017 mit 4 % und im Jahr 2020 mit 6 % jedoch reduziert werden soll. Damit strebt die Bundesregierung eine Absenkung des ursprünglichen Ziels im Verkehrssektor auf die von der EU geforderten Mindestziele 10 % erneuerbarer Energien bzw. 6 % Reduktion der Treibhausgasintensität des Kraftstoffmixes an (siehe dazu auch Abschnitt 8.6).

237. Im Fortschrittsbericht der Bundesregierung wird hierauf leider nicht eingegangen, so dass die hinter dieser Zielrevision liegenden Gründe nicht transparent sind. Dargestellt wird lediglich die Entwicklung der Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien im Verkehrssektor ohne Kommentierung des erreichten Anteils, jedoch ohne Beantwortung der Frage der Erfüllung oder Nichterfüllung der Biokraftstoff-Quote und ohne auf den erneuten deutlichen Rückgang des Anteils der erneuerbaren Energien im Verkehr einzugehen. Es ist zu begrüßen, dass erstmals der Versuch unternommen wird, auch den Anteil des im Verkehrssektor eingesetzten Stroms aus erneuerbaren Energien auszuweisen, jedoch fehlt auch hier die entsprechende Einordnung der erzielten Werte in die Zielsystematik. Der Anteil des erneuerbaren Stroms dürfte sich rechnerisch aus dem Anteil der erneuerbaren Energien am deut-

schen Strommix multipliziert mit dem Stromverbrauch im Verkehrssektor ergeben. Hier sei darauf hingewiesen, dass mit Blick auf das Ziel, 18 % am Bruttoendenergieverbrauch aus erneuerbaren Quellen zu decken, perspektivisch Methoden entwickelt werden müssen, die eine Ausweisung des Einsatzes von regenerativ erzeugtem Strom im Verkehrssektor ermöglichen, gleichzeitig aber eine Doppelanrechnung ausschließen (siehe Abschnitt 8.5).

238. Durch die erstmalige Aufnahme des erneuerbaren Stroms verändert sich auch rückwirkend die Zeitreihe der Anteile der erneuerbaren Energien im Verkehrssektor, was im Fortschrittsbericht erwähnt werden sollte (Abb. 8-6).

Abb. 8-6: Entwicklung des Anteils der erneuerbaren Energien im Verkehrssektor



Quelle: BMWi (2014d)

239. Trotz des durch die Berücksichtigung des regenerativen Stroms insgesamt gestiegenen Anteils der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch des Verkehrssektors²⁷, ist ein sehr deutlicher Rückgang im Jahr 2013 im Vergleich zum Vorjahr zu verzeichnen. Während im Jahr 2012 noch ein Anteil von 6,1 % (ohne Berücksichtigung des erneuerbaren Stroms 5,6 %) erreicht wurde,

²⁷ An dieser Stelle wird als Bemessungsgröße der Endenergieverbrauch des Verkehrssektors im Inland ohne Berücksichtigung des Kerosineinsatzes für Auslandsflüge herangezogen.

waren es im Jahr 2013 nur 5,5 % (ohne Berücksichtigung des erneuerbaren Stroms 5,0 %). Dies bedeutet den niedrigsten Stand seit dem Jahr 2005. Zwischenzeitlich wurde im Jahr 2007 bereits ein Anteil von 7,8 % erreicht. Aufgrund der Umstellung der Fördersystematik auf eine ausschließlich ordnungsrechtlich umzusetzende Quote und den Verzicht auf steuerliche Anreize gingen die Anteile nach 2007 deutlich zurück und pendelten in den vergangenen Jahren zwischen 5,5 % und 6,1 %. Ob im Jahr 2013 der im BImSchG vorgeschriebene Mindestanteil von 6,25 % Biokraftstoff an der Gesamtmenge des in Verkehr gebrachten Otto- und Diesekraftstoffs erreicht wurde, ist derzeit nicht bekannt. Denn durch die Berücksichtigung von Übererfüllungen der Quoten aus den Vorjahren sowie durch Doppelanrechnung bestimmter Kraftstoffe (z. B. Biodiesel aus Abfallstoffen) könnte dies möglich sein. Da die entsprechende Veröffentlichung des Bundesfinanzministeriums noch aussteht, kann hierzu jedoch noch keine Aussage getroffen werden.

240. Die Zusammensetzung des Biokraftstoffeinsatzes in 2013 ist im Fortschrittsbericht der Bundesregierung dargestellt, jedoch fehlt eine entsprechende Einschätzung der Entwicklung. Mit 21,9 TWh dominiert weiterhin Biodiesel, dessen Einsatz aber im Vergleich zum Vorjahr um mehr als 10 % zurückgegangen ist. Bioethanol erreichte 8,9 TWh, was ebenfalls einen Rückgang um 3,5 % gegenüber dem Vorjahr bedeutet. Pflanzenöl hat als Kraftstoff kaum noch eine Bedeutung und erreichte die 1 %-Marke nicht mehr. Als weiterhin einziger Biokraftstoff der zweiten Generation wird Biomethan eingesetzt. Hier war eine Steigerung des Einsatzes auf 0,45 TWh möglich, der Anteil blieb jedoch bei 1 % (vgl. Abschnitt 8.6). Der Anteil des erneuerbaren Stroms stieg, bedingt durch den wachsenden Anteil der erneuerbaren Energien am Strommix, dabei ist der weit überwiegende Teil der im Verkehrssektor eingesetzten Strommenge dem Schienenverkehr zuzuordnen. Die Elektromobilität auf der Straße spielt hier verbrauchsseitig noch keine Rolle.

241. Für die Entwicklung des Beitrags regenerativer Energien im Verkehr bis zum Jahr 2020 ist unabhängig vom negativen Trend der letzten Jahre davon auszugehen, dass die bestehenden Sanktionsmechanismen bei einer Nichterfüllung der Vorgaben (z. B. Pönale für Fehlmengen bei Biokraftstoffen nach dem geltenden Bundesimmissionsschutzgesetz zwischen 19 Euro/GJ und 43 Euro/GJ entsprechend 6,8 Cent/kWh bis 15,5 Cent/kWh) ausreichen, um den von der EU geforderten energetischen Anteil erneuerbarer Energien von

10 % zu erreichen. Durch die Quote gilt dies unabhängig davon, wie sich der Endenergieverbrauch im Verkehr insgesamt entwickelt. Nach den Ausführungen in Kapitel 7 ist somit für das Jahr 2020 von etwa 65 TWh bei Erreichen des Energieeffizienzziels im Verkehr bis zu 74 TWh bei der Fortsetzung des bisherigen Effizienztrends in Form regenerativer Kraftstoffe auszugehen²⁸. Zu beachten ist allerdings, dass für die Quotenerfüllung bestimmte Kraftstoffe mehrfach angerechnet werden können. Dies betrifft derzeit regenerativen Strom (Faktor 2,5) sowie Biokraftstoffe aus Abfällen (bis zum Faktor 2). Insofern dürfte der tatsächliche energetische Beitrag geringer ausfallen.

8.5 Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch

242. Deutschland ist nach der EU-Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen verpflichtet, bis zum Jahr 2020 einen Anteil erneuerbarer Energien am sog. Bruttoendenergieverbrauch von 18 % zu erreichen. Der „Bruttoendenergieverbrauch“ umfasst im Unterschied zum Endenergieverbrauch im Sinne der Energiebilanz zusätzlich den in der Energiewirtschaft für die Erzeugung von Wärme und Strom anfallenden Eigenverbrauch sowie die bei der Verteilung und Übertragung auftretenden Transport- und Leitungsverluste. Der Unterschied ist mit etwa 3 % jedoch nicht allzu hoch.

243. Aufgrund der vorangegangenen Ausführungen ist davon auszugehen, dass mit den bestehenden Instrumenten in den Bereichen Strom, Wärme und Verkehr auch der in der EU-Richtlinie geforderte Anteil am Bruttoendenergieverbrauch erreicht werden kann. Das gilt insbesondere im Fall deutlicher Fortschritte bei der Energieeffizienz. Sollten die Effizienzziele nicht erreicht werden, wird der Ausbaupfad für die erneuerbaren Energien entsprechend steiler und es müssen gegenüber 2013 (319 TWh) bis 2020 nicht nur etwa 90 TWh, sondern etwa 140 TWh Energie zusätzlich bereitgestellt werden. Auch dies scheint mit den bestehenden Instrumenten möglich, setzt aber voraus, dass

²⁸ Eine Übererfüllung der Quote ist nicht zu erwarten, da sich die Preisrelation von fossilen und erneuerbaren Energieträgern absehbar nicht grundsätzlich zugunsten der erneuerbaren Energien verändern wird.

sie erfolgreich umgesetzt werden, insbesondere in den Bereichen Wärme und Verkehr.

8.6 Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien über 2020 hinaus

244. Zur Umsetzung der längerfristigen Klimaschutzstrategie in Deutschland hat die Bundesregierung in ihrem Energiekonzept Ziele für den Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch gesetzt, der von gegenwärtig 12 % auf 18 % im Jahr 2020 und dann in den folgenden Dekaden sukzessive auf 30 %, 45 % und 60 % im Jahr 2050 zu erhöhen ist. Wie dies erreicht werden soll, ist im Fortschrittsbericht für den Strommarkt dargestellt: Die Ziele des Energiekonzepts, langfristig mindestens 80 % des Bruttostromverbrauchs durch erneuerbare Energien zu decken, wurden mit Verweis auf die Regelungen im EEG im Zeithorizont bis 2035 (Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch dann 55-60 %) unterlegt und der übergeordnete Rahmen mit dem Grünbuch zum künftigen Strommarkt konzipiert. Für die Bereiche Wärme und Verkehr fehlen allerdings bislang vergleichbare Ziele und Strategien, die zeitnah nachgezogen werden sollten. Einerseits weil sie als Orientierung für die Adressaten von großer Bedeutung sind und zum anderen, weil die beiden Bereiche in ihrer Bedeutung für den Klimaschutz zunehmen werden. Dabei gilt es in erster Linie erforderliche strukturelle Änderungen vorzunehmen.

245. Für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist im Bereich der Windenergie an Land bereits heute absehbar, dass mit dem Ende des EEG-Vergütungszeitraums von 20 Jahren (zzgl. Inbetriebnahmejahr) ab 2021 bei gleichzeitigem Erreichen der technischen Lebensdauer eine zunehmende Anzahl an Altanlagen außer Betrieb gehen wird. Da gerade in den ersten Jahren des EEG ein hoher Leistungszubau erfolgte, kann der im aktuellen EEG vorgesehene Ausbaukorridor von netto 2.400 bis 2.600 MW/a ab dem Jahr 2021 nur bei einem Gesamtzubau von 5.000 bis 6.000 MW/a tatsächlich eingehalten werden. Die Herausforderung besteht somit darin, dieses Zubauniveau zu erreichen und dauerhaft aufrecht zu erhalten, denn gegenüber dem bereits vergleichsweise zubaustarken Jahr 2013 bedeutet dies eine dauerhafte Verdoppelung des Marktvolumens.

246. Für die Windenergie auf See wurden im EEG 2014 die Rahmenbedingungen mit der Verlängerung des Stauchungsmodells bis zum 31. Dezember 2019 so gesetzt, dass ein Zubau von 6.500 MW möglich ist. Für die in Planung bzw. im Bau befindlichen Anlagen wird so bis 2020 die Planungs- und Investitionssicherheit gewährleistet. Bis zum Jahr 2030 ist ein Anstieg um weitere 9.500 MW auf insgesamt 15.000 MW avisiert.²⁹ Offen bleibt aber, ob es gelingt, im Offshore-Windsektor die für die notwendigen Kostensenkungseffekte erforderlichen technischen Fortschritte zu erzielen und über entsprechende Erfahrungswerte Finanzierungsmodelle zu etablieren, so dass die Entwicklung auch ohne das sog. Stauchungsmodell vorankommt.

247. Unabhängig vom Entwicklungspotenzial der einzelnen Sparten hängt der weitere Ausbau entscheidend von der zukünftigen Gestaltung der Rahmenbedingungen im Strommarkt ab. Hier arbeitet das Grünbuch des BMWi die wesentlichen Herausforderungen sehr präzise heraus (BMWi, 2014e). Ergänzend muss für die erneuerbare Stromerzeugung darauf hingewiesen werden, dass für die im Rahmen des EEG seitens der Bundesregierung angestrebte marktliche Bestimmung der Förderhöhe im Rahmen eines Ausschreibungsverfahrens ab 2017 das zu entwickelnde Ausschreibungsdesign und die jeweilige Parametrierung die wesentlichen Stellschrauben für den zukünftigen weiteren Ausbau darstellen. Daher ist hier mit der notwendigen Sorgfalt und entsprechendem zeitlichen Vorlauf zu agieren, damit das Ziel eines kosteneffizienteren Fördersystems erreicht und gleichzeitig der Transformationsprozess im Stromsektor befördert wird. Erfahrungen aus dem Ausland zeigen, dass ein fehlerhaftes Ausschreibungsdesign nicht die gewünschte Effizienzsteigerung, sondern im Gegenteil Mitnahmeeffekte und Kostensteigerungen auslösen kann.

248. Hinzu kommt, dass die Bundesregierung mit dem Pilotvorhaben für Freiflächenanlagen zwar versucht erste Erfahrungen mit diesem Instrument zu sammeln, die Übertragbarkeit der erzielten Ergebnisse auf andere Sparten wie die Windenergie jedoch mehr als fraglich erscheint. Vor dem Hintergrund,

²⁹ Gegenüber dem ursprünglich im Energiekonzept der Bundesregierung formulierten Ziel von 25.000 MW bedeutet dieser neue Zielpfad des EEG eine Reduktion des Offshore-Windausbaus bis 2030 um 40 %.

dass die Europäische Union in ihren Beihilfeleitlinien nicht die Anwendung eines Ausschreibungsverfahrens vorschreibt, sondern lediglich eine wettbewerbliche Ausgestaltung der Förderinstrumente anmahnt, empfiehlt die Expertenkommission nach Vorlage der Ergebnisse des Pilotvorhabens eine neuerliche ergebnisoffene Prüfung aller geeigneten Fördermodelle ohne Vorfestlegung auf das Ausschreibungsmodell.

249. Ein weiteres Augenmerk ist auf die zunehmende Marktintegration der erneuerbaren Stromerzeugung zu legen, da bei Einhaltung der im EEG formulierten Korridore bis 2020 bereits etwa ein Drittel der deutschen Stromerzeugung aus fluktuierenden Quellen stammen wird. Mit der im EEG 2014 eingeführten Verpflichtung zur Direktvermarktung wird das Fördersystem schrittweise von einem Festvergütungssystem auf ein Prämienmodell umgestellt. Die Ausgestaltung der Prämie bleibt dabei zunächst gleitend³⁰, so dass die Anlagenbetreiber unter anderem das Vermarktungsrisiko, nicht jedoch das Strompreisrisiko übernehmen. Die gleitende Ausgestaltung der Marktprämie erscheint mit dem heutigen Marktdesign und unter den aktuell geltenden Vermarktungsregeln sinnvoll, mittelfristig ist aber auch der Übergang auf ein Festprämienmodell in Erwägung zu ziehen. Der Frage der kosteneffizienten Risikoallokation im Gesamtsystem sollte deshalb in den anstehenden Entscheidungsprozessen zum zukünftigen Marktdesign entsprechende Bedeutung beigemessen werden, um mittel- und langfristige hinsichtlich der erneuerbaren Energien eine angemessene Verteilung der Risiken zwischen Anlagenbetreiber und Allgemeinheit zu erreichen.

250. Für die Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien ist auch bei zunehmenden Effizienzfortschritten zu erwarten, dass nach dem Jahr 2020 ein

³⁰ Die gleitende Marktprämie kombiniert Teile der anlagenspezifischen EEG-Vergütung mit der allgemeinen Marktpreisentwicklung. Der erneuerbare Strom wird selbst oder über einen Direktvermarkter an der Börse vermarktet. Der Anlagenbetreiber erhält somit den Marktpreis zum Zeitpunkt des Verkaufs. Zusätzlich erhält er die sog. Marktprämie. Sie errechnet sich aus der Differenz der Festvergütung und dem durchschnittlichen Marktpreis im Monat der Erzeugung. Durch die Kopplung an den Monatsmittelwert des Marktpreises (Phelix Base) werden die Risiken der generellen Marktpreisentwicklung eliminiert. Der Anreiz zur Reaktion auf die stundenscharfe Preisentwicklung bleibt jedoch vollständig erhalten, da die Vermarktung in Zeiten höherer Preise Mehreinnahmen ermöglicht, während die Vermarktung in Stunden mit niedrigen Preisen die Einnahmen insgesamt mindert.

weiterer Ausbau erforderlich ist. So geht die Referenzprognose etwa von einer Verdoppelung bis zum Jahr 2030 aus. Dafür müsste die Wachstumsrate im Mittel auf 5 % p.a. erhöht werden bzw. bei Aufrechterhaltung des Trends von 3 % bis 2020 um 6,5 % in der nächsten Dekade. Es erscheint daher sinnvoll, die Ausbauraten bereits vorher anzuheben, um einen fließenden Übergang zu schaffen. Dies ist jedoch nicht ohne die gleichzeitige Einleitung struktureller Anpassungen sinnvoll, insbesondere mit Blick auf die Realisierung des klimaneutralen Gebäudebestandes. Dafür besteht sowohl im Bereich der objektbezogenen wie auch der Versorgung über Wärmenetze Handlungsbedarf.

251. À la longue dürfte es kaum möglich sein, eine aus dem Bundeshaushalt finanzierte Förderung aufrecht zu erhalten. Eine Option ist die bundesweite Einbeziehung des Gebäudebestandes in das EEWärmeG, wie sie in Baden-Württemberg seit Januar 2008 mit dem Gesetz zur Nutzung erneuerbarer Wärmeenergie in Baden-Württemberg (Erneuerbare-Wärme-Gesetz EEWärmeG) besteht. Damit müssten auch Eigentümer von Bestandsgebäuden beispielsweise nach einem Austausch des Heizkessels anteilig erneuerbare Energien nutzen oder Ersatzmaßnahmen, wie den Anschluss an ein Wärmenetz oder die Durchführung von Maßnahmen zur Gebäudedämmung ergreifen. Die aktuelle Novellierung soll 2015 in Kraft treten und erstmals auch private und öffentliche Nichtwohngebäude in die Nutzungspflicht einbeziehen (UM BW, 2014)³¹. Die Bundesregierung hat sich allerdings im Koalitionsvertrag eindeutig gegen eine bundesweite Nutzungspflicht ausgesprochen: „Der Einsatz von erneuerbaren Energien im Gebäudebestand sollte weiterhin auf Freiwilligkeit beruhen“. Aus Sicht der Expertenkommission sollte diese Festlegung überprüft werden, um mit einer Politik des Fordern und Förderns beispielsweise zu erreichen, dass bei einem Austausch von Heizkesseln nicht nur die Energieeinsparverordnung (EnEV) erfüllt wird, sondern sich die Eigentümer ernsthaft mit regenerativen Optionen auseinandersetzen. Dass bei einer Übererfüllung der EnEV-Vorgaben dann z. B. eine Förderung aus Mitteln des Marktanzreizprogramms in Anspruch genommen werden kann, dürfte den Effekt deutlich verstärken.

³¹Wobei als Erfüllungsoption (zunächst) auch ein Sanierungsfahrplan anerkannt wird.

252. Weitere, insbesondere haushaltsunabhängige Instrumente (z. B. Prämienmodelle) wurden von verschiedener Seite empfohlen und bereits im Jahr 2011 vom Bundesrat eingefordert: „Die Bundesregierung wird aufgefordert, unverzüglich eine Gesetzesinitiative für ein Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz als marktfinanziertes Anreizmodell zu ergreifen. Diese sollte insbesondere Wirkung für den Altbaubestand entfalten“ (Bundesrat, 2011). Die Bundesregierung selbst hat in ihrem Energiekonzept vom September 2010 die Prüfung einer haushaltsunabhängigen Förderung durch ein Anreizsystem für erneuerbare Wärme beschlossen, die auch im Erfahrungsbericht 2012 zum EEWärmeG ab 2015 vorgeschlagen wurde. Ein Ergebnis dieser Prüfung liegt bisher allerdings nicht vor.

253. Neben der Frage, wie eine höhere Ausbaudynamik erreicht werden kann, ist auch zu klären, wie mit den absehbar erforderlichen strukturellen Änderungen im Bereich der regenerativen Wärmebereitstellung umgegangen werden soll, die eine deutliche Verstärkung des Ausbaus der netzgebundenen Wärmeversorgung nahelegen, über die heute nur ein Zehntel der regenerativen Wärme zur Verfügung gestellt wird. Ein Grund hierfür besteht in Restriktionen bei der Nutzung von Biomasse, aus der heute knapp 90 % der regenerativen Wärme bereitgestellt wird. In ihren Stellungnahmen zum ersten und zum zweiten Monitoring-Bericht der Bundesregierung hat die Expertenkommission bereits darauf hingewiesen, dass ein weiterer, deutlicher Ausbau unter Nachhaltigkeitskriterien nicht unproblematisch ist. Verschiedene Studien gehen davon aus, dass langfristig eine Zunahme der biogenen Wärmebereitstellung auf ca. 170-190 TWh möglich ist (2013: 118 TWh), dann aber die nachhaltigen nutzbaren biogenen Potenziale in Deutschland ausgeschöpft sind (BMU, 2012a, 2012b; Prognos / EWI / GWS, 2014)³². Aus diesem Grund ist es unabdingbar, dass die Nutzung möglichst effizient erfolgt und u. a. Abwärme aus der biogenen Stromerzeugung möglichst vollständig genutzt wird. Dies ist vor allem über Wärmenetze möglich, die zunehmend im Gebäudebestand auf- und auszubauen sind (siehe auch Abschnitt 9.2). Ein weiterer Grund besteht

³² Auch in der Begründung zum aktuellen Erneuerbare-Energien-Gesetz wird die Begrenzung des Zubaus (der elektrischen Leistung) von Biomasseanlagen begründet: „Darüber hinaus dient die Begrenzung des weiteren Biomasseausbaus der Erhaltung der biologischen Vielfalt und soll vermeiden, dass bestehende Nutzungskonkurrenzen verschärft werden.“

darin, dass auch diejenigen Ressourcen erschlossen werden, die zwar große Nutzungspotenziale bieten, heute aber kaum eine Bedeutung haben. Gemeint sind damit solare Ressourcen, die heute nur etwa 5 % zur regenerativen Wärmebereitstellung beitragen und Geothermie, auf die (vor allem über elektrische Wärmepumpen) gut 6 % entfallen.

254. Im Bereich der Solarkollektoren führt der Weg in erster Linie über Kostensenkungen durch große Solaranlagen, die ggf. in Verbindung mit saisonalen Wärmespeichern realisiert werden können. Denn der bisher auf Kleinanlagen konzentrierte Solarthermiemarkt stagniert seit einigen Jahren, wobei die Ursache nicht nur in den Förderbedingungen (relativ geringe Zuschüsse im Vergleich zur kostendeckenden EEG-Förderung im Strommarkt) oder dem derzeit geringen Preisniveau von Heizöl zu sehen ist, sondern insbesondere auch darin, dass es im Unterschied zur Photovoltaik nicht gelungen ist, Lerneffekte dahingehend umzusetzen, dass sich eine entsprechende Kostensenkung beim Endkunden zeigt. Die solaren Wärmekosten bei Kleinanlagen haben sich in den letzten Jahren kaum verändert. Der Preisverfall der Photovoltaik hat dazu geführt, dass Wärme aus Solarstrom heute bereits günstiger erzeugt werden kann, als mit Solarwärmeanlagen. Dies gilt insbesondere für solarthermische Trinkwasseranlagen. Im Bereich der Geothermie haben in den letzten Jahren Wärmepumpen im Neubaubereich deutlich zugenommen, weil damit die Anforderungen des EEWärmeG erfüllt werden können. Die Anwendung ist aber praktisch immer einzelobjektbezogen. Größere Systeme in Wärmeverbänden sowie die hydrothermale Geothermie spielen von wenigen Ausnahmen abgesehen praktisch keine Rolle.

255. Regenerative bzw. hybride Wärmenetze (z. B. in Verbindung mit fossilen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen) gelten als eine zentrale Größe für den langfristigen Ausbau erneuerbarer Energien im Wärmemarkt. Sie bieten zudem zusätzliche Freiheitsgrade für das Management von Strom-Wärme-Systemen (siehe auch Abschnitt 9.2). Obwohl dies seit vielen Jahren bekannt ist und auch im Nationalen Aktionsplan für erneuerbare Energie zur EU-Richtlinie 2009/28/EG angelegt ist, wurde es bisher versäumt, entsprechende tragfähige Rahmenbedingungen zu schaffen. Dies betrifft nicht nur die finanzielle Förderung, sondern auch organisatorische Fragen wie die Erstellung flächendeckender und tragfähiger kommunaler Wärmepläne zur Erfassung vorhandener Wärmequellen und Wärmesenken als Grundlage für die Erschließung des

Nahwärmepotenzials, die Erarbeitung strategischer Sanierungskonzepte für den Gebäudebestand usw. Die Expertenkommission bedauert, dass sich die Bundesregierung in ihrem Fortschrittsbericht dazu nicht äußert bzw. erst im Laufe der 18. Legislaturperiode eine Energieeffizienzstrategie Gebäude (ESG) entwickeln will.

256. Im Energiekonzept der Bundesregierung wird die Gesamtkonzeption zur Weiterentwicklung des Verkehrs mit Bezug zu erneuerbaren Energien im Wesentlichen in drei Handlungsfelder aufgeteilt, um langfristig den Straßenverkehr überwiegend mit regenerativen Energieträgern realisieren zu können: Die Weiterentwicklung von Biokraftstoffen, die Bereitstellung von Strom für batterieelektrische Fahrzeuge und von regenerativem Wasserstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge. Konkrete Ziele liegen bis 2020 mit der regenerativen Kraftstoffquote von 10 % durch die europäische Richtlinie sowie dem Benchmark vor, 1 Millionen Elektrofahrzeuge in den Straßenverkehr zu bringen. Für den zunehmend relevanten Zeitraum der nächsten Dekade bestehen allerdings - abgesehen von 6 Millionen Elektrofahrzeuge bis 2030 - keinerlei quantitative Orientierungen.

257. Deutschland strebt an, Leitmarkt und Leitanbieter für Elektromobilität zu werden. Bereits im Jahr 2009 hat die Bundesregierung dazu den Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität verabschiedet (Bundesregierung, 2009). Zur Umsetzung wurde im Mai 2010 die Nationale Plattform Elektromobilität (NPE) etabliert. Neben zahlreichen Maßnahmen, die die Verbreitung vor allem von batterieelektrischen Elektrofahrzeugen unterstützen – etwa durch Demonstrationsprojekte wie die sog. Modellregionen Elektromobilität, die Schaufenster Elektromobilität, die Begünstigung bei der Kfz-Steuer oder das Elektromobilitätsgesetz (EmoG) –, wird dabei immer auch auf die umweltfreundliche Energiebereitstellung aus regenerativen Quellen verwiesen. Konkrete Maßnahmen dazu bestehen nicht, was aufgrund der zunehmenden regenerativen Durchdringung im Strommarkt auch nicht unbedingt erforderlich ist. Allerdings sieht die EU-Richtlinie zur Förderung erneuerbarer Energien vor, dass die Nutzung von regenerativem Strom im Geltungszeitraum der Richtlinie bis 2020 mit dem Faktor 2,5 auf die Kraftstoffquote angerechnet werden kann. Mit Blick auf die Zeit jenseits des Jahres 2020 scheint dies dann entbehrlich.

258. Für den Bereich der regenerativen Kraftstoffe hat die Bundesregierung mit den Anpassungen im Bundesemissionsschutzgesetz die angekündigte stärkere Ausrichtung der Biokraftstoffherstellung an den Belangen des Klimaschutzes umgesetzt. Allerdings fehlen bislang längerfristig tragfähige Konzepte, wie Biokraftstoffe der zweiten Generation (z. B. Biomethan oder Biomass-to-Liquid-Kraftstoffe aus anderen organischen Materialien) in den Straßenverkehr gebracht werden sollen. Abgesehen von Potenzialgrenzen für ausschließlich auf Biomasse basierenden Kraftstoffen fehlt auch eine Perspektive, welche Rolle z. B. Methan-betriebene Fahrzeuge künftig einnehmen sollen, die Anfang 2014 nur einen Anteil von 0,18 % am Pkw-Bestand ausmachten und deren Förderung über einen ermäßigten Mineralölsteuersatz Ende des Jahres 2018 ausläuft. Analog gilt dies für Brennstoffzellen-Fahrzeuge. Die Bundesregierung hatte bereits im Jahr 2006 gemeinsam mit der Industrie das „Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie“ zur Marktvorbereitung der Brennstoffzellen- und Wasserstoff-Technologien als 10-Jahresprogramm mit einem Gesamtvolumen von 1,4 Mrd. Euro auf den Weg gebracht. Das Programm endet somit im Jahr 2016. In welchem Umfang es fortgesetzt wird, wird derzeit abgestimmt. Nach dem Koalitionsvertrag soll jedoch die Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW), welche u. a. die Marktvorbereitungsprogramme für Produkte und Anwendungen aus dem Technologiefeld Wasserstoff und Brennstoffzelle koordiniert, weiter arbeiten und sich künftig auf die Implementierung und den Markthochlauf der Brennstoffzellentechnologie im stationären und mobilen Bereich konzentrieren. Während die Nutzungstechniken zeitnah zur Verfügung stehen werden,³³ ist offen, wie die aus ökologischen Gründen immer wieder adressierten regenerativen Brenn- und Kraftstoffe bereitgestellt werden sollen. Dies gilt für reinen Wasserstoff ebenso wie für seine gasförmigen Derivate wie Methan (Power-to-Gas) oder für flüssige Kraftstoffe (Power-to-Liquid), die auch in konventionellen Verbrennungsmotoren eingesetzt werden können. Die Bundesregierung setzt vor allem auf Forschung, Entwicklung und De-

³³ Stationäre Brennstoffzellen-Hausheizungssysteme befinden sich vor allem in Japan bereits in der breiten Markteinführung und die ersten Brennstoffzellen-Serienfahrzeuge sollen im Jahr 2015 auf den Markt kommen. Deutsche Automobilhersteller wollen Brennstoffzellen-Fahrzeuge ab 2017 anbieten.

monstration, allerdings bedarf es auch einer Markteinführungsstrategie, um die erheblichen Kostenreduktionspotenziale erschließen zu können. Dies ist nicht allein über F&E&D-Projekte, sondern vor allem über eine kommerzielle Umsetzung möglich. Verschiedenste Initiativen haben dazu Konzepte entwickelt (z. B. NOW (2014), dena (2013) und emobil (2014), die von der Bundesregierung geprüft werden sollten).

259. Einen Ansatz, alternative regenerative Kraftstoffe voranzubringen, zeigt der im Oktober 2014 vorgelegte Entwurf der EU-Kommission zur Treibhausgasintensität von Kraftstoffen in Verbindung mit der geltenden Richtlinie 98/70/EG über die Qualität von Otto- und Dieselmotorkraftstoffen (EU-Kommission, 2014a). Die Richtlinie schreibt vor, dass die Treibhausgasintensität der im Straßenverkehr eingesetzten Kraftstoffe schrittweise bis zum Jahr 2020 um 6 % gegenüber 2010 zu senken ist. Adressaten sind diejenigen, die Kraftstoffe in Verkehr bringen. Der Entwurf dient dazu, die Treibhausgasintensität ihrer Portfolios unter Berücksichtigung der jeweiligen Vorketten bestimmen zu können. Als Bezugsgrößen dienen die Lebenszyklus-Treibhausgasintensitäten von konventionellen Otto- und Dieselmotorkraftstoffen (93,2 bzw. 95 g CO₂-Äq/MJ). Hervorzuheben ist die Berücksichtigung von elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff aus erneuerbar erzeugtem Strom mit 9,1 g CO₂-Äq/MJ und von synthetisch hergestelltem Methan³⁴ mit 3,3 g CO₂-Äq./MJ³⁵, die deutlich niedrigere Werte aufweisen als die Mindestanforderung für Biokraftstoffe, die nach der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV, 2012) derzeit 65 % und ab 2017 maximal 50 % (für Neuanlagen ab 2018 maximal 40 %) der THG-Emissionen von konventionellem Otto- oder Dieselmotorkraftstoff aufweisen dürfen. Je nachdem, wie die wirtschaftliche Gutschrift für die Treibhausgasreduzierung längerfristig ausgestaltet wird, können eine Aufnahme dieser neuen Kraftstoffe in das Kraftstoffportfolio eines Anbieters und der Verkauf entsprechender Mengen attraktiv werden. Dies hängt vom Markt, nicht zuletzt aber auch von der Pönalisierung bei einem Nichterreichen der Vorgaben ab. Die Bundesre-

³⁴ Methan, das im Sabatierprozess aus elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff synthetisiert wurde, wobei der Strom für die Wasserelektrolyse ausschließlich aus erneuerbaren, nicht biogenen Quellen stammen darf.

³⁵ Zum Vergleich: Komprimierter Wasserstoff in einer Brennstoffzelle aus Erdgas mit Dampfreformierung 104,3 g CO₂-Äq/MJ, komprimiertes Erdgas im EU-Mix 69,3 g CO₂-Äq./MJ.

gierung kann hier Spielräume nutzen, denn der Kommissionsentwurf fordert in Artikel 6 nur, dass die Sanktionen „wirksam, verhältnismäßig und abschreckend“ sein müssen.

260. Ebenso wie die derzeit geltende Mehrfachanrechnung für Regenerativstrom zeigt das Beispiel eine von vielen weiteren Möglichkeiten – etwa die vorübergehende Befreiung von den Letztverbraucherabgaben für Strom bei der Herstellung strombasierter regenerativer Kraftstoffe -, wie neue Kraftstoffoptionen erschlossen werden können. Die Bundesregierung sollte deshalb ihre bisher eher vage ausgestaltete Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (BMVBS, 2013b) im Zuge der Verkehrsprognose 2030 zeitnah fortschreiben und sehr viel konkreter ihre Vorstellungen darstellen, wie ein Konzept auf dem Weg zur CO₂-neutralen Mobilität bis zum Jahr 2030 aussehen kann und welche Rolle dabei regenerative Energieträger spielen. Die Expertenkommission wiederholt damit ihre Empfehlungen aus den letzten Stellungnahmen.

9 Kraftwerke und Netze

Das Wichtigste in Kürze

Die Expertenkommission begrüßt es, dass der Fortschrittsbericht 2014 seine letztjährige Empfehlung aufgegriffen hat, die Leistungsbilanz zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast als ein zentrales Kriterium für die Stromversorgungssicherheit zu verwenden. Nach diesem Konzept wird die als gesichert anzunehmende Erzeugungsleistung mit der voraussichtlich höchsten zu deckenden Last in Deutschland gegenübergestellt. Die Elektrizitätsversorgung wäre gesichert, wenn die verbleibende Leistung positiv ist (Überdeckung). Für den Zeitraum 2014 bis 2016 schätzt der Fortschrittsbericht 2014 eine Überdeckung von mehr als 10 GW, allerdings spricht er an mehreren Stellen etwas missverständlich von Überkapazitäten. Die verschiedenen Berechnungen gelangen zu unterschiedlichen Überdeckungsraten. Es bedarf also einer methodischen Diskussion.

Auch die im Grünbuch 2014 getroffenen Aussagen zu Kraftwerken und Netzen können als eine zutreffende Analyse bewertet werden. Besonders bemerkenswert sind die Hinweise in Kapitel 1 und Kapitel 4, wonach primär die Bilanzkreise – und damit nicht die Netzbetreiber – für die Stromversorgung verantwortlich sind. Entsprechend fordert der Gesetzgeber von den Bilanzkreisverantwortlichen Bilanzkreistreue und erlaubt bei eventuellem Fehlverhalten eine fein abgestufte Sanktionierung. Mit dieser Festlegung sind natürlich auch die Überlegungen zur Weiterentwicklung des Strommarkts vorgezeichnet.

Bezüglich der Netze liegt der Übertragungsnetzausbau immer noch hinter dem ursprünglichen Fahrplan zurück. Als Folge davon müssen die Übertragungsnetzbetreiber in zunehmendem Umfang Redispatch-Maßnahmen ergreifen. Das Grünbuch stellt zutreffend fest, dass dies kein Dauerzustand sein kann und es ohne den Netzausbau zu einer Aufteilung der Stromhandelszone in eine Nord- und eine Südzone kommen müsste (Market Splitting).

Sollte es nicht gelingen, den bestehenden Rückstand im Netzausbau zu überwinden, könnte im Extremfall auch ein Szenario drohen, in dem Kernkraftwerke in Süddeutschland der strategischen Netzreserve zugewiesen werden, auch wenn das der aktuellen Rechtslage widerspricht. Die Expertenkommission ist der Meinung, dass dieses Szenario auf jeden Fall verhindert werden muss,

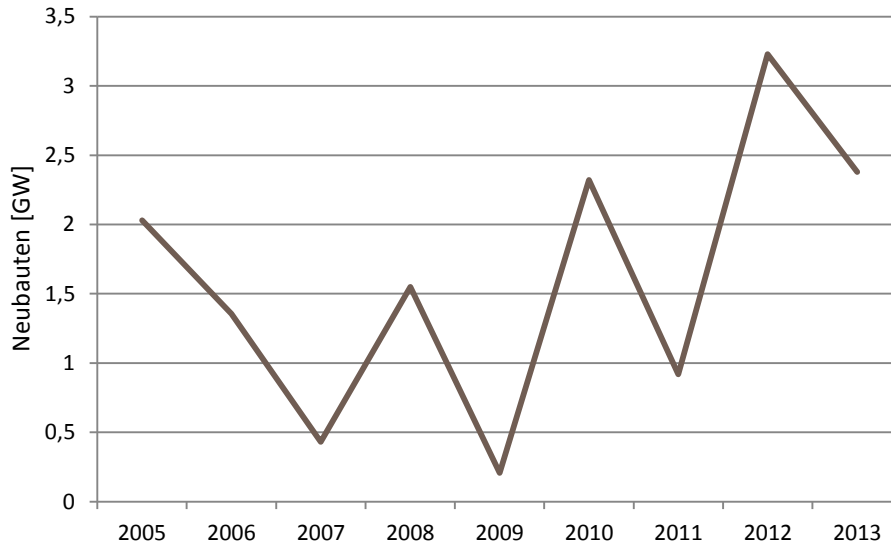
denn der Kernenergieausstieg ist eines der beiden Oberziele der Energiewende und diese sollten nicht gefährdet werden.

9.1 Kraftwerke

261. Unter dem Titel „Kraftwerke“ befasst sich der Fortschrittsbericht 2014 mit den installierten Leistungen von Elektrizitätserzeugungsanlagen, und zwar getrennt nach regenerativen und konventionellen Erzeugungsanlagen. Ende 2013 erreichten

- die regenerativen Erzeugungskapazitäten 83,7 GW (davon 78,8 GW EEG-Anlagen). Hinzuzurechnen sind 1,4 GW Wasserkraftkapazitäten aus Österreich, die direkt mit dem deutschen Netz verbunden sind.
- die konventionellen Erzeugungskapazitäten 104,7 GW. Hinzuzurechnen sind 2,9 GW ausländische, direkt mit dem deutschen Netz verbundene Stromerzeugungsanlagen aus Luxemburg und Österreich.

262. Zum konventionellen Kraftwerksneubau berichtet der Fortschrittsbericht 2014 (Abschnitt I.6.2.1), dass sich rund 6,6 GW Kapazitäten im Bau befinden, gegenüber 10,9 GW im Jahr zuvor. Der Kraftwerksliste der BNetzA zufolge (BNetzA, 2014a) wurden im Laufe des vergangenen Jahres jedoch nur 2,6 GW konventionelle Kapazitäten neu in Betrieb genommen. Diese Diskrepanzen beruhen möglicherweise darauf, dass einige im Bau befindliche Projekte aufgegeben oder zurückgestellt wurden. Angesichts der bekannten Marktverwerfungen an den Stromgroßhandelsmärkten wäre das nachvollziehbar, doch für das Monitoring der Energiewende darf das nicht unerwähnt bleiben. Darüber hinaus braucht es auch eine Einschätzung darüber, in wie weit die Fertigstellung der 6,6 GW aktuell im Bau befindlichen Kapazitäten in den kommenden Jahren realistisch ist. Da im gleichen Zeitraum auch viele thermische Kraftwerke ausscheiden, ergibt sich nach BNetzA ein Saldo von insgesamt - 4,7 GW (Stand 2014).

Abb. 9-1: Inbetriebnahme von konventionellen Kraftwerken

Netto-Nennleistung ≥ 10 MW; Quelle: BNetzA (2014a)

263. Zurückblickend weist der konventionelle Kraftwerksneubau in den letzten fünf Jahren ein etwa doppelt so hohes Niveau auf wie im Durchschnitt der fünf Jahre zuvor (Abb. 9-1). Auch dies hätte einer eingehenderen Analyse im Fortschrittsbericht bedurft. Beispielsweise sollte überprüft werden, ob dies eine Spätfolge der großzügigen Gratiszuteilung von Emissionsrechten in der ersten Emissionshandelsperiode 2005 bis 2007 ist. Damals wurden bekanntlich viele Kraftwerksprojekte initiiert, die jetzt ihren Leistungsbetrieb aufnehmen können. Dies wäre auch eine Erklärung dafür, dass es sich bei den 6,6 GW Neubau-Projekten nach Angaben der BNetzA überwiegend um Steinkohlekraftwerke (ca. 4,3 GW) handelt.

264. Die Expertenkommission begrüßt es, dass der Fortschrittsbericht 2014 seine letztjährige Empfehlung aufgegriffen hat, die Leistungsbilanz zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast als ein zentrales Kriterium für die Stromversorgungssicherheit zu verwenden (Abschnitt III.1.3.2 im Fortschrittsbericht 2014). Nach diesem Konzept wird die als gesichert anzunehmende Erzeugungsleistung mit der voraussichtlich höchsten zu deckenden Last in Deutschland gegenübergestellt. Die Elektrizitätsversorgung wäre gesichert, wenn die verbleibende Leistung positiv ist (Überdeckung). Für den Zeitraum 2014 bis 2016 gelangt der Fortschrittsbericht 2014 auf eine Überdeckung von mehr als 10 GW

(Tabelle III.1.2), allerdings spricht er an mehreren Stellen etwas missverständlich von Überkapazitäten.

265. Die bestehende Überdeckung sollte zusammen mit den geplanten Zubauten an gesicherter Leistung in der Gesamtbilanz für Deutschland ausreichen, um das bevorstehende Abschalten weiterer Kernkraftwerke gewährleisten zu können. Allerdings bemängelt der Fortschrittsbericht zu Recht, dass bei der Erstellung der Leistungsbilanz bislang eine ausschließlich nationale Betrachtung vorgenommen wird, trotz des intensiven und perspektivisch steigenden Stromaustausches mit dem Ausland. Daher ist das Postulat zu unterstützen, die Methodik der Leistungsbilanzierung in internationaler Kooperation zu überarbeiten.

266. Ohne Frage wird das Elektrizitätssystem flexibler werden müssen, damit weiter steigende Mengen an Wind- und Photovoltaik-Strom genutzt werden können. Die Bundesregierung leitet im Bereich der konventionellen Erzeugung einen „volkswirtschaftlichen Bedarf“ an „kostengünstiger Flexibilität“ aus dem Vorhandensein negativer Börsenpreise ab (BMW, 2014a). Die Expertenkommission ist allerdings der Ansicht, dass unter derzeitigen Rahmenbedingungen negative Strompreise als Indikator für einen technischen Flexibilitätsbedarf nur bedingt geeignet sind. Die Ursachen für negative Preise sind so vielfältig wie komplex. So spiegeln negative Strompreise nicht nur technisch-wirtschaftliche Inflexibilitäten (z. B. Mindestlasten, Anfahrkosten, wärmegeführte KWK etc.) wieder, sondern sind auch durch eine Vielzahl regulatorischer und institutioneller Rahmenbedingungen begründet. Zu nennen sind hier insbesondere die Fördersystematik des EEG und des KWK-G (inkl. Energiesteuern), die Netzentgeltssystematik, aber auch die Ausgestaltung der Regel- und Ausgleichsenergiemärkte.

267. Die Bundesregierung hat in den letzten Jahren ein breites Instrumentarium von Flexibilitätsoptionen geschaffen. Dazu gehören die im Fortschrittsbericht 2014 genannten Maßnahmen (Reservekraftwerksverordnung (ResKV, 2013), Netzentgeltbefreiung von neuen Pumpspeicherkapazitäten, Lastabschaltverordnung (AbLaV, 2012), KWK-Förderung, Lastmessung mit intelligenten Stromzählern). Dem Fortschrittsbericht 2014 hätte sich die Gelegenheit zu einer Gesamtbewertung dieses Instrumentenbündels inkl. einer Einordnung der einzelnen Maßnahmen und Interdependenzen geboten. Dabei müssten

auch andere Flexibilitätsoptionen wie beispielsweise Regel- und Ausgleichsenergie, vertriebsseitiges Nachfragemanagement, Power-to-Heat, Power-to-Gas, flexibilitäts-erhöhende Maßnahmen bei konventionellen Kraftwerken oder die entsprechenden Neuregelungen für erneuerbare Anlagen im Rahmen der EEG-Reform³⁶ thematisiert werden. In Analogie zum so genannten Energy-only-Markt könnte eine solche Analyse eine Merit-Order der Flexibilitätsoptionen aufstellen, die dann auch Auskunft über die wechselseitigen Interdependenzen der einzelnen Flexibilitätsoptionen geben könnte.

9.2 Kraft-Wärme-Kopplung

268. Der Fortschrittsbericht gibt in Teil I einen statistisch gestützten Kurzüberblick über die Entwicklung der KWK von 2003 bis 2013. Danach hat sich der KWK-Anteil an der gesamten Netto-Stromerzeugung von 13,6 % im Jahr 2003 auf 18,1 % im Jahr 2013 deutlich erhöht. Nach anderen Quellen hat der entsprechende Anteil in den vergangenen fünf Jahre allerdings langsamer zugenommen und erreicht 2013 nur wenig mehr als 16 % (vgl. Tab. 9-1). Die Expertenkommission sieht sich nicht in der Lage, diese Differenzen zu überprüfen, empfiehlt aber der Bundesregierung eine Klärung zwischen den beteiligten Instituten herbeizuführen.

269. In Teil III des Fortschrittsberichts 2014 wird zwar auf die Effizienzvorteile der KWK-Technik hingewiesen, doch wäre dort auch ein ergänzender Hinweis auf die mit KWK-Anlagen erzielbaren Emissionsminderungen angebracht. Immerhin dürften durch die KWK im Jahr 2012 knapp 39 Mio. t CO₂ vermieden worden sein (Öko-Institut, 2014). Prognos et al. (2014) veranschlagen die gegenwärtige Emissionsvermeidung sogar auf rund 56 Mio. t CO₂. Die der Expertenkommission vorliegende Version des Fortschrittsberichts 2014 beschränkt sich lediglich auf die Skizzierung des Förderregimes nach dem KWKG und verweist auf die Ergebnisse des KWK-Monitorings. Die Expertenkommission möchte daher auf einige Aspekte des KWK-Monitorings eingehen.

³⁶ Hier ist insbesondere die Verringerung der EEG-Förderung bei negativen Day-ahead-Preisen nach § 24 EEG 2014 zu nennen.

Tab. 9-1: Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung von 2003 bis 2013

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
	Mrd. kWh										
	Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, 2014										
Bruttostromerzeugung	607,4	615,3	620,6	636,9	637,2	637,3	593,2	628,1	608,9	629,8	631,4
Kraftwerkseigenverbrauch	38,8	38,5	39,0	39,6	38,7	38,3	35,6	36,7	34,8	37,1	37,1
Nettostromerzeugung	568,6	576,7	581,6	597,4	598,5	598,9	557,6	591,4	574,0	592,8	594,3
KWK-Stromerzeugung	78,3	80,4	81,5	87,7	87,9	93,1	94,3	102,5	101,4	106,5	107,7
Allgemeine Versorgung	50,3	52,4	52,3	54,0	51,9	53,8	50,5	53,4	51,1	51,1	49,7
Industriekraftwerke	23,5	22,9	23,3	25,7	26,1	25,7	27,0	29,8	28,4	28,3	28,2
KWK-Anlagen >1 MW/Bio-KWK	4,6	5,1	5,9	7,9	9,9	13,6	16,9	19,3	21,8	27,1	29,8
Anteil an Nettostromerzeugung	13,8%	13,9%	14,0%	14,7%	14,7%	15,5%	16,9%	17,3%	17,7%	18,0%	18,1%
	Quelle: Fraunhofer IFAM, IREES-Infozentrum; Prognos, 2014										
Nettostromerzeugung	xxx	xxx	582	597	599	599	558	591	574	591	595
KWK-Stromerzeugung	xxx	xxx	82,4	86,9	86,5	89,2	89,2	97	94,1	95,1	96,4
Allgemeine Versorgung	xxx	xxx	51,5	54	51,9	53,8	50,5	53,3	50,9	51,1	49,7
Industriekraftwerke	xxx	xxx	25,6	25,8	25,8	25,7	26,6	29,8	28,4	28,3	29,7
KWK-Anlagen >1 MW/Bio-KWK	xxx	xxx	5,3	7,1	6,8	9,7	12,1	13,9	14,7	15,7	16,9
Anteil an Nettostromerzeugung	xxx	xxx	14,2%	14,6%	14,4%	14,9%	16,0%	16,4%	16,4%	16,1%	16,2%
	Quelle: Öko-Institut 2014										
Nettostromerzeugung	569	578	583	599	601	601	559	595	577	593	xxx
KWK-Stromerzeugung	77,5	79,8	83,2	86,9	86,6	89,1	89,2	97,0	94,3	95,1	xxx
Allgemeine Versorgung	50,3	52,4	52,3	54,0	51,9	53,8	50,5	53,4	51,1	51,1	xxx
Industriekraftwerke	23,5	22,9	25,6	25,8	25,8	25,7	26,6	29,8	28,4	28,3	xxx
KWK-Anlagen >1 MW/Bio-KWK	3,7	4,6	5,2	7,1	8,9	9,6	12,1	13,8	14,7	15,7	xxx
Anteil an Nettostromerzeugung	13,6%	13,8%	14,3%	14,5%	14,4%	14,8%	16,0%	16,3%	16,3%	16,0%	xxx

270. Die KWK gehört zu den Techniken mit einem gegenwärtig hohen Energieeinsparungs- und Emissionsvermeidungspotential. Wenn KWK-Anlagen anstelle der wärmegeführten Fahrweise zu einer stromgeführten Fahrweise übergehen, bieten sie auch Flexibilitätspotentiale, allerdings setzt dies meist zusätzliche Wärmespeicher voraus. Gemessen daran bleibt die Nutzung der KWK bisher begrenzt. Das dazu von einem Institutsconsortium erarbeitete Monitoring kommt zu dem Ergebnis, dass das 25 %-Ziel bis 2020 unter den aktuellen Marktbedingungen deutlich verfehlt wird. Gleichwohl wird hervorgehoben, dass die KWK in vielen Anwendungsfällen gegenüber ungekoppelten Systemen betriebs- und volkswirtschaftliche Vorteile aufweist. Vor diesem Hintergrund werden auch große Potentiale insbesondere für den Bereich der allgemeinen Versorgung wie für die Industrie ermittelt. Insgesamt soll sich das stromseitige Potential zwischen 170 und 240 TWh bewegen. Diese Potentiale können zumindest bis 2030 gemeinsam mit einem weiteren Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erschlossen werden. Über 2030 hinaus hängen die Ausbaumöglichkeiten wesentlich von der Struktur der Stromerzeugung, der Entwicklung der Stromnachfrage sowie der Flexibilität des gesamten Stromsystems ab.

271. Die Expertenkommission möchte ergänzend darauf hinweisen, dass die Treibhausgasminderungsziele bis 2050 einer fossil-basierten KWK und die mit

den anspruchsvollen Zielen für den Wärmemarkt verbundenen Wirkungen auf die benötigte Wärmesenke der KWK generell Grenzen setzen wird. Zudem wird es bei einer weitgehend auf erneuerbaren Energien beruhenden und damit einer (soweit es Wind und PV betrifft) nicht KWK-geeigneten Stromversorgung auch Beschränkungen hinsichtlich der Stromsenke geben. Es muss hier offenbleiben, ob und in welchem Ausmaß eine erfolgreiche Einführung der Power-to-gas-Technologie diese Einschätzung ändern könnte. Auf fossiler Basis dürfte die KWK daher auf mittlere Sicht eher eine Übergangsstrategie sein.

272. Gegenwärtig ist aber die Nutzung der KWK in bestimmten Einsatzbereichen vor allem aus wirtschaftlichen Gründen eingeschränkt. Dabei gibt es allerdings Unterschiede: Angesichts der niedrigen Stromgroßhandelspreise ist die Wirtschaftlichkeit der KWK in der allgemeinen Versorgung für Neubauten und Modernisierungen nicht mehr gegeben. Dies gilt derzeit und für die nächsten Jahre unter unveränderten Bedingungen selbst für Bestandsanlagen. Hier können lediglich kohlenbasierte Anlagen noch einigermaßen wirtschaftlich betrieben werden. Für die aus verschiedenen Gründen zu präferierenden Erdgas-KWK-Anlagen ist dies vor allem aufgrund der vergleichsweise hohen Gaspreise nicht der Fall. Anders kann sich die Situation für Anlagen der Objektversorgung und der Industrie darstellen, wobei hier die Wirtschaftlichkeit entscheidend vom Ausmaß der Stromeigennutzung abhängt.

273. Dem Fortschrittsbericht 2014 zufolge wird eine Elektrizitätsmenge von 56,2 TWh (2013, inkl. rd. 6 TWh Bahnstrom) und von 47,1 TWh (2014, ohne 6 TWh Bahnstrom) selbsterzeugt und selbstverbraucht. Der Fortschrittsbericht 2014 weist darauf hin, dass Eigenerzeuger einen Vorteil bei Netzentgelten, Umlagen und Stromsteuer haben. Auf der anderen Seite stellen Eigenerzeugung und Eigenverbrauch eine Option dar, um die stromseitigen Ziele der Energiewende ohne direkte Förderung zu verwirklichen. Allerdings ist die Materie aus rechtlicher Sicht unübersichtlich und für die Marktteilnehmer teilweise willkürlich geregelt. Eine systematische Behandlung der Eigenerzeugung mit erneuerbaren Energien und KWK wäre auch deshalb in einem künftigen Monitoring-Bericht notwendig, um die politisch gewünschte strategische Rolle der Dezentralität für die Elektrizitätsversorgung transparent und belastbar zu fixieren und dadurch Investitionssicherheit zu schaffen.

274. Das BMWi beabsichtigt, die Ergebnisse der Evaluierung des KWKG in einem nächsten Schritt mit der betroffenen Branche zu konsultieren. Konkrete Schlussfolgerungen für die künftige Ausgestaltung der KWKG-Förderung sollen dann auf Basis der Ergebnisse des Gutachtens und der Branchenkonsultation gezogen werden, wobei eine Verzahnung mit den Entscheidungen zum künftigen Strommarktdesign erfolgen soll. Mit einem Referentenentwurf wird offenkundig nicht vor Februar 2015 gerechnet. Mitte 2015 könnte dann die KWKG-Novelle verabschiedet werden. Insoweit ist auch nicht damit zu rechnen, dass im jetzigen Fortschrittsbericht schon klare inhaltliche Festlegungen getroffen werden.

9.3 Grünbuch des BMWi

275. Im Oktober 2014 veröffentlichte das BMWi ein Diskussionspapier zum „Strommarkt für die Energiewende“ als Ergänzung des Fortschrittsberichts, welches die Debatte zu den anstehenden Entscheidungen zum Strommarktdesign strukturieren soll (BMW, 2014e). In diesem Papier werden eine Reihe von Vorschlägen formuliert, darunter Maßnahmen, die als „Sowieso-Maßnahmen“ umgesetzt werden sollen, und Maßnahmen, die noch nicht ausdiskutiert sind und daher noch nicht entscheidungsreif sind. Die Expertenkommission wurde aufgefordert, auch dieses Dokument in den Kommentar zum Energiewende-Monitoring einzubeziehen.

276. Grundsätzlich hält die Expertenkommission die im Grünbuch 2014 getroffenen Aussagen für eine zutreffende Analyse. Besonders bemerkenswert sind die Hinweise in Kapitel 1 und Kapitel 4, wonach primär die Bilanzkreise – und damit nicht die Netzbetreiber – für die Stromversorgung verantwortlich sind. Entsprechend fordert der Gesetzgeber von den Bilanzkreisverantwortlichen Bilanzkreistreue und erlaubt bei eventuellem Fehlverhalten eine fein abgestufte Sanktionierung:

- Symmetrische Ausgleichsenergiepreise (Regelzonen übergreifender Ausgleichsenergiepreis reBAP),
- Pönale bei regelzonenbelastenden Bilanzkreisabweichungen in Höhe des 1,5-fachen des Intraday-Preises in Perioden, in denen mehr als 80 % der Regelenergieleistung eingesetzt wird,

- Kündigung des Bilanzkreisvertrags durch den jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber.

277. Mit dieser Festlegung sind natürlich auch die Überlegungen zur Weiterentwicklung des Strommarkts vorgezeichnet. Es ist allerdings darauf zu achten, dass die für die Bilanzkreise zuständigen Unternehmen mit ihrer wirtschaftlichen Kraft und ihren technisch-personellen Fähigkeiten den Aufgaben gewachsen sind. Teilweise wird dieser Aspekt bereits in den jährlichen Monitoringberichten des BKartA und der BNetzA zum Strom- und Gasmarkt behandelt.

278. Natürlich haben auch die Netzbetreiber im Rahmen der von ihnen zu erbringenden Systemdienstleistung wichtige Funktionen bei der Gewährleistung einer gesicherten Elektrizitätsversorgung. Die im Grünbuch 2014 vorgeschlagene situationsbasierte Ausschreibung von Regelleistung kann einen Beitrag dazu leisten, um kritische Versorgungssituationen wie diejenige im Frühjahr 2013 künftig zu vermeiden.

9.4 Stromübertragungsnetze

279. Dem Kraftwerke-Monitoring der BNetzA (BNetzA, 2014b) zufolge ist in Deutschland insgesamt vorerst kein Kapazitätsengpass erkennbar. Bei regionaler Betrachtung gilt dies jedoch nicht. Im süddeutschen Raum sind derzeit etwa 1,1 GW Erzeugungskapazität im Bau, während bis Ende 2017 insgesamt 6,8 GW Erzeugungskapazitäten stillgelegt werden sollen. Davon haben Kraftwerke mit einer Gesamtkapazität von 3,9 GW eine endgültige Stilllegungsanzeige gemäß § 13a abgegeben, von denen wiederum 1,0 GW gemäß § 13a EnWG als systemrelevant genehmigt wurden und damit zur strategischen Kraftwerksreserve gehören.³⁷

280. Die bestehenden Stromübertragungskapazitäten reichen bekanntlich nicht aus, um die sich hier abzeichnende Versorgungslücke zu decken. Mit

³⁷ Angaben der BNetzA vom 29.07.2014; herunterladbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerkliste/Veroeff_zuUndRueckbau_2014.xls.

dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) aus dem Jahr 2009, dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) aus dem Jahr 2011 und dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG) aus dem Jahr 2013 soll der Übertragungsnetzausbau zügiger vorankommen. Doch von den vorgesehenen 1877 Kilometern sind, dem EnLAG-Monitoring der BNetzA zufolge, bis Mitte 2014 erst 416 km (22 %) fertiggestellt (BNetzA, 2014c). Zwar haben sich die jährlichen Netzinvestitionen der Übertragungsnetzbetreiber seit 2011 verdreifacht, doch bei dem aktuellen Ausbautempo werden viele der 23 EnLAG-Projekte kaum noch im laufenden Jahrzehnt fertiggestellt werden können, ganz zu schweigen von den geplanten Gleichstromtrassen zwischen Nord- und Süddeutschland, gegen die sich erheblicher politischer Widerstand entwickelt hat.

281. Man kann die Aussage im Fortschrittsbericht 2014 nur unterstreichen: „Ein beschleunigter Netzausbau ist für das Gelingen der Energiewende unverzichtbar“ (BMW, 2014a, Abschnitt I.7.2). Es ist daher sehr zu begrüßen, dass sich das Grünbuch des BMW eingehend mit der Frage nach den Auswirkungen des unzulänglichen Ausbaus der Übertragungsnetze und den möglichen Alternativen auseinandersetzt. Damit werden der Öffentlichkeit die Folgen eines fortgesetzten Realisierungsstaus vor Augen geführt.

282. Eine Antwort auf einen unzureichenden Netzausbau wäre ein vermehrtes Redispatch. Darunter versteht man Eingriffe der Netzbetreiber in die Ergebnisse des Elektrizitätshandels, um kurzfristig auftretende Netzengpässe zu vermeiden (präventiver Redispatch) oder zu beseitigen (kurativer Redispatch). In beiden Fällen wird die Einspeiseleistung vor einem Netzengpass reduziert und dahinter vergrößert, ohne die Einspeiseleistung insgesamt zu verändern. Neben diesem strombasierten Redispatch zielt der spannungsbasierte Redispatch darauf ab, durch die Bereitstellung von zusätzlicher Blindleistung die Netzspannung im betroffenen Netzgebiet lokal zu stabilisieren. Dies betrifft derzeit vor allem die Netze in Süddeutschland zu Zeiten hoher PV-Erzeugung.

283. Dem Monitoringbericht 2013 der BNetzA zufolge (BNetzA/BKartA, 2013) finden inzwischen nahezu täglich stromseitige Redispatch-Maßnahmen statt. Entsprechende Maßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber sollen im Jahr 2012 eine Gesamtdauer von 4.769 Stunden und ein Volumen von 1.962 GWh erreicht haben. Besonders betroffen ist die Leitung von Remptendorf (Thürin-

gen; 50Hertz) nach Redwitz (Bayern; Tennet). Kritisch ist aber auch die Übertragungsleitung Lehrte – Mehrum (Niedersachsen) in der Tennet-Regelzone.

284. Zusammen mit dem spannungsseitigen Redispatch sollen im Jahr 2012 an insgesamt 7160 Stunden Redispatch-Maßnahmen erfolgt sein. Damit verbunden waren Kosten von 160 Mio. Euro entstanden, was eine Vervierfachung gegenüber 2011 bedeutet.³⁸ Die Redispatch-Kosten werden ebenso wie die Kosten des Netzausbaus auf die Netzentgelte umgelegt. Im Sinne eines gesamtwirtschaftlichen Optimums sollte die Entwicklung der Netzausbau-Umlage im Verhältnis zu den Redispatch-Kosten abgeschätzt werden. Die zu ergreifenden Netzausbau-Maßnahmen sollten das Minimum aus beiden Kostenelementen als die volkswirtschaftlich optimale Lösung anstreben. Doch diesbezüglich geben weder der aktuelle Monitoring-Bericht der BNetzA noch der Fortschrittsbericht 2014 der Bundesregierung nähere Auskünfte.

285. Als eine andere Antwort auf den unzureichenden Netzausbau könnte alternativ auch das so genannte Market Splitting eingeführt werden. Dabei zerfällt die normalerweise einheitliche deutsche Preiszone bei einem Netzengpass in mehrere Preiszonen, zurzeit vermutlich in eine Nord- und eine Südzone. Unter der Annahme, dass in der Nordzone ausreichend Elektrizität bereitsteht, in der Südzone aber ein Erzeugungsmangel herrscht, sorgt ein unterschiedliches Preisniveau in jeder der beiden Zonen für einen kurzfristigen Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage. Die Großhandelspreise wären dabei in der Südzone tendenziell höher als in der Nordzone. Entsprechende Erwartungen der Marktteilnehmer würden mittelfristig Kraftwerksinvestitionen in der Südzone initiieren, während sie in der Nordzone gebremst würden. Auch wäre eine Verlagerung stromintensiver Industrieprozesse in die Nordzone nicht auszuschließen. Im Unterschied zum Redispatch werden mit dem Market Splitting die Kosten unzureichender Leitungskapazitäten dem Verursacherprinzip entsprechend regional gezielt zugewiesen. Alles zusammengekommen würde das Market Splitting die Problematik unzureichender Übertragungsnetze mit der Zeit beseitigen. Das ist mit Redispatch nicht möglich.

³⁸ Es ist darauf hinzuweisen, dass diese Kosten nicht über Marktprozesse bestimmt werden, sondern auf bilateralen Verhandlungen zwischen Kraftwerks- und Netzbetreibern basieren, die allerdings einer Kontrolle durch die BNetzA unterliegen.

286. Das Grünbuch 2014 spricht sich gegen das Market Splitting und für den Erhalt der einheitlichen Preiszone aus, weist aber gleichzeitig deutlich darauf hin, dass dies nur möglich sein wird, wenn die Netzengpässe als ein zeitlich befristetes Übergangsproblem angesehen werden können (BMW, 2014e, Kapitel 6): „Bei umfangreichen Netzengpässen ist eine einheitliche Preiszone nicht möglich“. Die Expertenkommission begrüßt diese klare Aussage.

287. Sollte es nicht gelingen, den bestehenden Ausbau-Rückstand zu überwinden, wäre im ersten Schritt eine Anwendung der Reservekraftwerkverordnung notwendig. Damit könnten die Übertragungsnetzbetreiber im äußersten Fall im Süden notwendige Kraftwerkskapazitäten ausschreiben, um die Versorgungssicherheit nicht zu gefährden. Als weitere Eskalationsstufe, falls dieses nicht rechtzeitig funktioniert, könnte im Extremfall auch ein Szenario drohen, in dem Kernkraftwerke in Süddeutschland der strategischen Netzreserve zugewiesen werden, auch wenn das der aktuellen Rechtslage widerspricht. Die Expertenkommission ist der Meinung, dass dieses Szenario auf jeden Fall verhindert werden muss. Denn der Kernenergieausstieg ist eines der beiden Oberziele der Energiewende und dieses sollte nicht angetastet werden.

10 Energieforschung und Innovation

Das Wichtigste in Kürze

Mit der erfolgreichen Umsetzung der Energiewende sind Chancen in Bezug auf die Modernisierung der deutschen Volkswirtschaft verbunden. Dies sollte nicht nur die heimische Wirtschaft stärken, sondern auch auf die Weltwirtschaft ausstrahlen. Es gibt zahlreiche Beispiele dafür, dass mit der Energiewende Innovationen mit einer entsprechenden Wirkung ausgelöst wurden, wobei teilweise sehr heterogene Transmissionsmechanismen beobachtet werden können. Eine Verallgemeinerung ist deshalb schwierig.

Schon in den vergangenen Berichten hatte die Expertenkommission den Versuch unternommen, die mit der Energiewende verbundenen Innovationswirkungen durch ein Bündel von Indikatoren zu beschreiben. Neben den staatlichen F&E-Ausgaben und dem Anteil von Private Equity Mitteln zugunsten von Energieinnovationen umfasste der Vorschlag den Anteil der Energieeffizienzpatente sowie den Anteil der Patente zu erneuerbaren Energien an allen deutschen Patenten. Diesem Vorschlag folgt der Fortschrittsbericht 2014 in wesentlichen Teilen. Dort werden auch die Probleme dieses Ansatzes deutlich. Beispielsweise fehlen die privaten F&E-Ausgaben zugunsten von Energieinnovationen, da es eine belastbare statistische Datengrundlage dafür derzeit nicht gibt.

Weil mit F&E-Ausgaben, Patenten und Venture Capital allein die mit der Innovationstätigkeit verbundenen gesamtwirtschaftlichen Chancen nur unzureichend erfasst werden können, schlägt die Expertenkommission eine Erweiterung des quantitativen Indikatoren-Bündels um Diffusionsindikatoren vor. Im Zentrum stehen die mit Learning-by-doing verbundenen Kostensenkungen von einzelnen Technologien. Als Beispiel können die damit verbundenen aggregierten technologiespezifischen Kostenvorteile den technologiespezifischen jährlichen Ausgaben – bei erneuerbaren Energien-Technologien etwa die jährlichen Differenzkosten – gegenübergestellt werden.

10.1 Indikatoren zur Messung von Innovationstätigkeit

288. Zu den gesamtwirtschaftlichen Chancen der Energiewende gehört auch eine verstärkte Innovationstätigkeit. Dies ergibt sich daraus, dass die Innovati-

onstätigkeit in den Bereichen Umwelt und Energie offenbar mit dem bestehenden Leistungs- und Wettbewerbsprofil Deutschlands kompatibel ist und somit auf einem breiten Fundament aufsetzt. Eine Detailanalyse ist an dieser Stelle nicht möglich, die These lässt sich aber dadurch stützen, dass erstens der Anteil des Produzierenden Gewerbes am Bruttoinlandsprodukt deutlich höher ist als im Durchschnitt der OECD-Länder (Weltbank, 2014a) und zweitens deutlich mehr als die Hälfte der Exporte Deutschlands (2013: 1.093 Mrd. Euro) auf die energiewenderelevanten Gütergruppen „Kraftwagen und Kraftwagenteile“ (17 %), „Maschinen“ (15 %), „Datenverarbeitungsgeräte, elektrische und optische Erzeugnisse“ und „elektrische Ausrüstung“ (zusammen 14 %) sowie „chemische Erzeugnisse“ (10 %) entfällt (Destatis, 2014b). Die starke internationale Wettbewerbsposition (weltweit Rang 5) und hohe Innovationskraft spiegelt u.a. der Global Competitiveness Report des World Economic Forums: „Germany weathered the global economic crisis of recent years quite well thanks at least partly to its main competitiveness strengths, which include highly sophisticated businesses (3rd) and an innovation ecosystem that is conducive to high levels of R&D innovation (6th)“ (World Economic Forum, 2014).

289. Die Innovationstätigkeit ist nicht einfach zu operationalisieren. Es existieren verschiedene Arten von Innovationen (z. B. Produkt- und Prozessinnovationen) und die Entwicklung einer Innovation kann in mehreren Stufen von der Invention (Generierung von neuem technischem Wissen) bis zur Diffusion (Marktdurchdringung einer neuen Technologie) verlaufen. Ein einziger Indikator kann diese Vielschichtigkeit der Innovationsaktivitäten nicht vollständig abbilden. Die Expertenkommission hat daher in ihrer letzten Stellungnahme ein Bündel von möglichen geeigneten Indikatoren vorgestellt. Diese umfassen die staatlichen F&E-Ausgaben des Bundes im 6. Energieforschungsprogramm, den Anteil von Private Equity Mitteln, der Energieinnovationen zugeordnet werden kann, und den Anteil der Energieeffizienzpatente sowie den Anteil an Patenten zu erneuerbaren Energietechnologien an allen deutschen Patenten. Ein zentrales Element des Indikatorenbündels ist die Abbildung der zeitlichen Dynamik der Indikatoren, um deren Entwicklung und nicht nur deren absolute Höhe zu betrachten. Diese Überlegungen waren jedoch noch nicht abgeschlossen und müssen es auch in dieser Stellungnahme bleiben. Es bleibt eine Herausforderung, das Gesamtsystem Innovation vollständig zu erfassen.

Abb. 10-1: Beispiel für ein Indikatorenbündel



Quelle: Eigene Darstellung. Daten der gesamten F&E-Ausgaben des Bundes wurden dem Bundesbericht Forschung und Innovation 2012 und 2014 entnommen (BMBF, 2012, 2014). Die Daten für F&E für Energieeffizienz, erneuerbare Energien und Netz- und Energiesysteme wurden dem Bundesbericht Energieforschung 2013 entnommen (BMWi, 2013b, 2014f). Die Angaben für Early Stage VC-Investitionen beziehen sich auf Informationen des BVK e.V. (BVK, 2014). Patentdaten stammen vom Europäischen Patentamt (EPO, 2013). Für Patente und Private Equity Mittel liegen die Daten für 2013 noch nicht vor.

290. Das Indikatorenbündel ist bisher vor allem auf die frühen Stufen des Innovationsprozesses fokussiert und keinesfalls als umfassendes Indikatoren-system zu verstehen. Als Maßstab für die Relevanz einer Innovation ist etwa ihre Marktdurchdringung zu betrachten, die im Indikatorenbündel bislang nicht erfasst wird. Im Fortschrittsbericht 2014 wird die Entwicklung der Markt-anteile von verschiedenen energieeffizienten Technologien dargestellt. Dieser Aspekt ist wichtig, da die Marktdurchdringung von neuen Technologien positive Auswirkungen auf die Energieeffizienz haben (z. B. der Anteil von Elektrogeräten mit den höchsten Energieeffizienzklassen). Die präsentierte Auswahl bietet jedoch nur einen bestimmten Ausschnitt von möglichen (Produkt-

)Innovationen. Bei Aufnahme dieses Indikators ist es deshalb wichtig, deutlicher herauszustellen, nach welchen Kriterien diese Technologien ausgewählt wurden. Ein mögliches Kriterium zur Identifikation wichtiger Veränderungen kann sich am Ziel der Treibhausgasminderung ausrichten. So könnten besonders Technologien hervorgehoben werden, deren Anwendungsbereich einen hohen Elektrizitäts- oder Energieverbrauch aufweisen. Die aggregierte Wirkung des Einsatzes einer energieeffizienteren Technologie sollte in diesem Fall besonders hoch sein. Dieser Nutzen sollte zusätzlich in Bezug zu den damit verbundenen Kosten aufgeführt werden. Ein weiterer Innovationsindikator wäre das Ausmaß der Kostensenkungen, etwa bei erneuerbaren Energien.

10.2 Aussagen des Fortschrittsberichts

291. Der Fortschrittsbericht 2014 präsentiert die entsprechenden Sachverhalte zu Energieforschung und Innovationen in zwei Kapiteln. Die Expertenkommission begrüßt es ausdrücklich, dass im Fortschrittsbericht der Bundesregierung dem Thema Innovationen ein größerer Stellenwert eingeräumt wird.

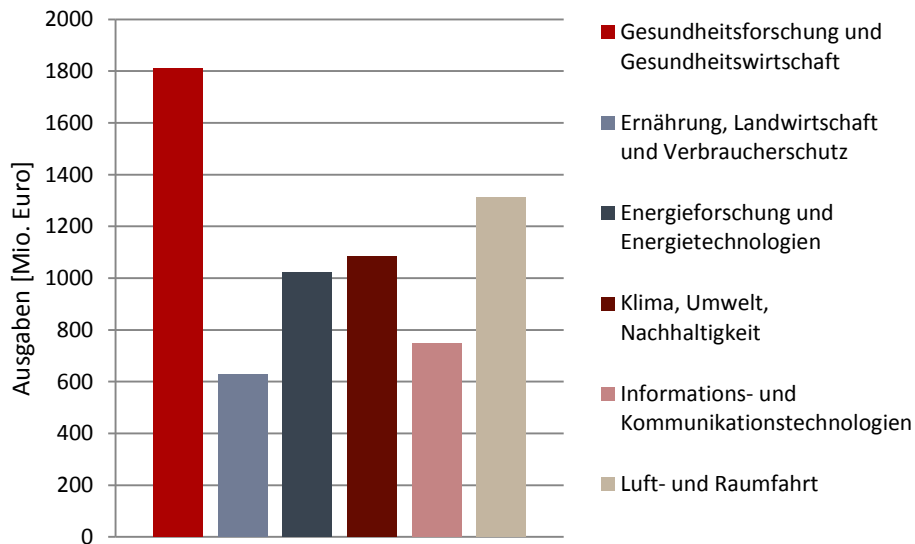
292. Die zentralen Aussagen des Fortschrittsberichts 2014 zur Förderung der Energieforschung seien zunächst stichwortartig wiedergegeben:

- Im Rahmen des 6. Energieforschungsprogramms stellte die Bundesregierung im Jahr 2013 rund 800 Mio. Euro zur Verfügung. Dies ist ein Anstieg von rund 100 Mio. Euro im Vergleich zum Jahr 2012. Zusätzlich gaben die Bundesländer nahezu 110 Mio. Euro (im Jahr 2012) für die Energieforschung aus.
- Über das 7. Forschungsrahmenprogramm der EU flossen im Zeitraum 2007-2013 insgesamt 280 Mio. Euro Forschungsfördermittel nach Deutschland. Hinzu kommen 55 Mio. Euro aus dem EU-Programm „Intelligente Energie – Europa“.
- Für die kommenden Jahre kündigt der Fortschrittsbericht 2014 neue Forschungsinitiativen der Bundesregierung zu den Themen „Innovative Speicher“ und „Zukunftsfähige Stromnetze“ an.

293. Die Zahlen zur Forschungsförderung erscheinen eindrücklich, vor allem vor dem Hintergrund eines kräftigen Ausgabenwachstums für Energieforschung in den letzten Jahren. Angesichts der politisch bekundeten Rolle, die

von der Energieforschung für das Erreichen der Klimaziele übernommen werden soll und muss, sollten diese Ausgaben in Bezug zu den gesamten Forschungsausgaben in Deutschland und zu den entsprechenden Anstrengungen in anderen Ländern gesetzt werden. In Abb. 10-2 werden die Ausgaben für verschiedene ausgewählte Forschungsbereiche auf Grundlage des Bundesberichts „Forschung und Innovation“ dargestellt (BMBF, 2014). Diese Gegenüberstellung umfasst jedoch explizit keine Bewertung. Die Klärung der Frage, ob im Bereich von Energieforschung und Energietechnologien relativ mehr oder weniger in Forschung und Entwicklung investiert werden soll als in anderen Bereichen, ist detaillierteren Untersuchungen in der Zukunft vorbehalten.

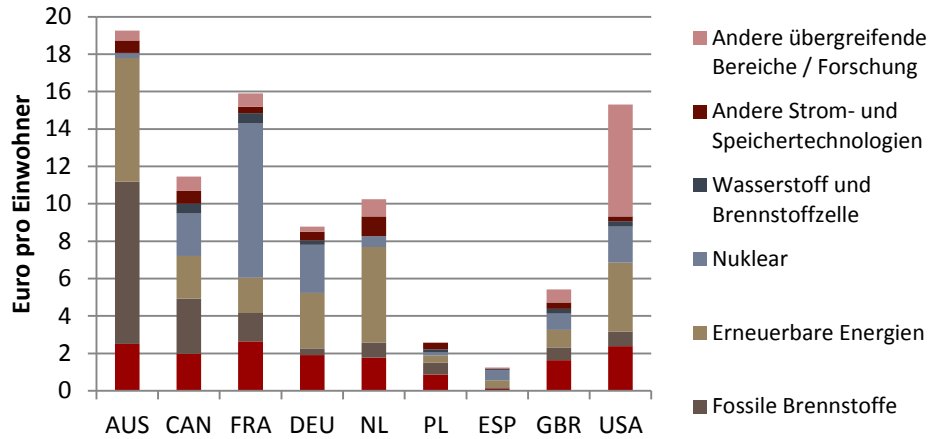
Abb. 10-2: Ausgaben des Bundes für Forschung und Entwicklung nach Förderbereichen in 2012



Quelle: BMBF (2014), Eigene Darstellung

294. Bei einem internationalen Vergleich der staatlichen F&E-Förderung pro Einwohner nur für Energietechnologien zeigt sich, dass Deutschland eher im mittleren Bereich bei den Forschungsausgaben liegt (Abb. 10-3).

Abb. 10-3: Staatliche F&E-Ausgaben in Euro pro Einwohner in 2012



Quelle: IEA (2014) und Weltbank (2014b), Eigene Darstellung

295. Bei der Frage, ob, in welchem Umfang und in welche Richtung Forschungsausgaben in der Energieforschung ausgeweitet werden sollen, muss der Umfang der externen Effekte im Innovationsprozess berücksichtigt werden. Diese resultieren durch Wissens-Spillover und könnten in verschiedenen Forschungsbereichen und je nach Stufe im Innovationsprozess (Invention, Innovation und Diffusion) unterschiedliche staatliche Unterstützung erfordern. Zudem werden leicht bestehende Verflechtungen mit anderen Bereichen ignoriert (siehe auch Abschnitt 10.4). Es ist also festzuhalten, dass nicht nur die Höhe des Budgets, sondern auch die Effizienz und Effektivität des Mitteleinsatzes wichtig ist. Die staatliche Forschungsförderung kann dabei mehrere Rollen annehmen. Zum einen können staatliche Forschungsausgaben notwendig sein, um „zu geringe“ private Ausgaben zu kompensieren. Wenn Unternehmen F&E betreiben, lösen sie damit in aller Regel über Spillover-Effekte positive Externalitäten aus. Das entsprechende Niveau privatwirtschaftlicher Forschungsaktivitäten fällt unter das gesamtwirtschaftlich optimale Niveau.

296. Die staatliche Forschungsförderung ist ein Instrument, diese Externalität zu korrigieren. Die staatlichen Ausgaben können dabei substitutiv oder komplementär zu privaten Ausgaben wirken. Um das Marktversagen zu beheben, sollten staatliche Ausgaben allerdings private Ausgaben anreizen statt verdrängen. Daher sind der genaue Ansatzpunkt und die Stufe im Innovationsprozess, in der staatliche Ausgaben getätigt werden, wichtig für deren effizienten

Einsatz. Die Grundlagenforschung ist ein Gebiet, auf dem staatliche Unterstützung als notwendig angesehen wird. Es besteht hohe Unsicherheit über den Erfolg eines Forschungsvorhabens, das sehr langfristig die Forschung bis hin zur Markteinführung von möglichen Innovationen umfasst (Popp et al., 2009). Die Rolle der staatlichen Forschungsförderung ist daher vielschichtig und ist in verschiedenen Bereichen unterschiedlich gut eingesetzt. Der Fortschrittsbericht 2014 verzichtet auf eine differenziertere Darstellung und Analyse und benennt lediglich die Gesamthöhe der staatlichen Forschungsausgaben. Die notwendigen Daten zu einer abgestufteren Betrachtung liegen im „Bundesbericht Energieforschung“ bereits vor. Vergleichende empirische Abschätzungen zum Umfang der erwünschten Forschungstätigkeit aus gesamtwirtschaftlicher Sicht fehlen jedoch.

297. Zweifelsohne kann das Hochfahren von Forschungsbudgets nicht abrupt erfolgen, denn F&E braucht nicht nur Finanzmittel, sondern ganz wesentlich auch Köpfe und Exzellenz bei der Umsetzung von Ideen. Doch aus Sicht der Expertenkommission liefert die Bundesregierung in ihrem Fortschrittsbericht mit der Nennung ihrer beiden neuen Forschungsinitiativen keine ambitionierte Perspektive. Im Bereich von Speichern und Stromnetzen liegen wichtige und aktuelle F&E-Themen, doch braucht die auf den Umbau des Energiesystems ausgerichtete Energiewende einen sehr viel breiteren F&E-Ansatz.

298. Über die privatwirtschaftlichen F&E-Ausgaben trifft der Fortschrittsbericht keine quantitativen Aussagen. Wie die Expertenkommission bereits in ihrem letztjährigen Bericht festgestellt hatte, ist dies bedauerlich – insbesondere auch deshalb, weil die Privatwirtschaft deutlich höhere Energie-F&E-Ausgaben tätigt und damit auch größere Wirkungen erzielen kann als es staatliche F&E-Ausgaben vermögen. Im Bundesbericht „Forschung und Innovation“ gibt es hierzu keine detaillierten energiespezifischen Angaben, sondern nur eine Gesamtaufteilung. Der Anteil der privaten F&E-Ausgaben an den Gesamtausgaben liegt bei 69 % und der Anteil der staatlichen Ausgaben bei 31 % (BMBF, 2014). Gerade im Energiebereich ist das staatliche F&E-Budget in weiten Teilen darauf ausgerichtet, privatwirtschaftliche F&E-Ausgaben zugunsten von Klimaschutz und Nachhaltigkeit anzureizen. Die Erfolgskontrolle der öffentlichen F&E-Programme müsste daher in der Lage sein, zumindest approximative Aussagen dazu treffen zu können. Dabei würden natürlich keine privaten F&E-Investitionen erfasst, die ohne die parallele staatliche Förderung

getätigt wurden. Die Expertenkommission wiederholt ihre Anregung aus dem letzten Jahr, die privaten F&E-Ausgaben durch Befragungen von Unternehmen zu erheben.

299. Dem Fortschrittsbericht der Bundesregierung zufolge gab es im Jahr 2010 durch deutsche Patentanmelder gut 900 internationale Patentanmeldungen, die den verschiedenen Bereichen der Energiewende zugeordnet werden können, doch sind die Zahlen im Jahr 2011 lt. Fortschrittsbericht 2014 rückläufig. Die reine Zahl der Patentanmeldungen darf sicherlich nicht überinterpretiert werden. Zum einen müssten die absoluten Patentanmeldungen mit der Entwicklung der gesamten Patentzahlen, d. h. mit Patenten aller Technologiefelder, verglichen werden. Zum anderen sagen die Patentzahlen für saubere Energietechnologien etc. noch nichts darüber aus, inwieweit neue grüne Technologien auch wirklich zur Energiewende beitragen und in welcher Position sich Deutschland hier im internationalen Vergleich befindet. Doch empfiehlt die Expertenkommission der Bundesregierung, die offenbar rückläufige Dynamik der absoluten Zahlen bei grünen Patentanmeldungen analysieren zu lassen, um die Ursachen herauszufinden.

300. Der (kausale) Zusammenhang der Entwicklung der Innovationsindikatoren zu den Maßnahmen der Energiewende wird – wie bereits in der letzten Stellungnahme angemerkt – nicht hergestellt. Hierzu ist auch eine Verbesserung der Datengrundlage notwendig. Insbesondere detailliertere Daten auf Firmenebene, z. B. zu F&E-Ausgaben und dem Umfang von Produkt- und Prozessinnovationen mit Auswirkungen auf den Energiebereich, würden entsprechende Analysen ermöglichen. Trotz fehlender Daten wäre es wichtig, wenn im Fortschrittsbericht die Entwicklungen der einzelnen Indikatoren kommentiert und bewertet würden. Dies gilt ebenfalls für das Kapitel zu Innovationen im dritten Teil des Fortschrittsberichts, in dem Programme und Initiativen aufgeführt und beschrieben werden, die (voraussichtlichen) Auswirkungen werden jedoch nicht abgeschätzt.

10.3 Erweiterte Betrachtung der Indikatorik

301. Die Energiewende sollte als ein Treiber von bestimmten Innovationen genutzt werden, nämlich solchen, die dazu beitragen dass die klimafreundliche und sichere Energieversorgung mit geringeren Kosten und Risiken für die

Volkswirtschaft verbunden ist als dies ohne entsprechende Innovationen der Fall wäre. Gelingt dies, sind mit der Energiewende gesamtwirtschaftliche Chancen verbunden.

302. Für die Expertenkommission sind die mit der Energiewende ausgelösten Innovationen unter anderem mit folgenden volkswirtschaftlichen Chancen verbunden, die bisher in dem Indikatorenbündel noch nicht abgebildet werden können:

- Besonders relevant sind Innovationen, wenn sie mit irreversiblen technisch-wirtschaftlichen Impulsen einhergehen. In diesem Fall kann auf die weitere Förderung von „grünen“ Technologien vollends verzichtet werden, weil sie sich von alleine gegenüber den konventionellen Technologien durchsetzen. Die Umwelt- und Energiepolitik hat bisher schon eine Vielzahl solcher Impulse hervorgebracht.
- Zunehmend bedeutsam wird die Systemintegration. Erkennbar reicht die isolierte Betrachtung einzelner Technologien zusehends nicht mehr aus, um die mit der Energiewende verbundenen Innovationsimpulse angemessen zu bewerten. Gerade in Deutschland, wo einzelne „grüne“ Technologien bereits über einen beträchtlichen Marktanteil verfügen, ist im Bereich der Systemintegration ein Schwerpunkt der Innovationstätigkeit entstanden. Damit verbunden ist die Fähigkeit heimischer Unternehmen zum Setzen von international anerkannten Standards.
- Systeminnovationen bieten unter anderem den Vorteil eines besseren Kopierschutzes durch ausländische Wettbewerber – anders als bei klar definierten, standardisierbaren Produkten mit Commodity-Charakter.

303. Um die mit Innovationen verbundenen Chancen zu heben, kommt es entscheidend auf die Umsetzung der F&E-Ergebnisse an, sprich die erstmalige Markteinführung von umweltfreundlichen Neuerungen, Technologien und Verfahren. Wie aus der Innovationsforschung bekannt ist, kann man vorab kaum belastbar einschätzen, ob ein bestimmtes F&E-Ergebnis am Ende in dieser Weise zum Erfolg geführt werden kann oder nicht. Es wird eine große Menge von Ideen, Versuchen und Initiativen in unterschiedliche Richtungen ausprobiert werden müssen – in der Hoffnung, dass aus der Vielfalt von Umsetzungsprojekten einzelne Neuerungen einen grandiosen Erfolg erzielen. Es hat den Anschein, dass die so verstandene Innovativität mit der Energiewende

gestiegen ist. Dazu gehört auch das, was in der englischsprachigen Literatur als Entrepreneurship bezeichnet wird – engagierte Unternehmen mit Risikobereitschaft und Durchsetzungswillen.³⁹

304. Nach dem Konzept von Vielfalt und Heterogenität gehen typische Venture Capital-Firmen vor. Sie finanzieren meist ein breites Portfolio von neuen Unternehmen und Markteinführungen in der Hoffnung, dass ein geringer Prozentsatz der Engagements kommerziell sehr erfolgreich ist und Verluste ausgleichen, die oft mit dem Großteil der anderen Engagements verbunden sind. Der Indikator „Neu bereitgestelltes Venture Capital“ würde dazu Hinweise liefern, auch wenn die exakte Abgrenzung zwischen Venture Capital und konventioneller Finanzierung schwierig ist und die Innovativität einer Volkswirtschaft nicht allein mit der Verfügbarkeit von Venture Capital zusammenhängt. Die Bedeutung von Venture Capital Investoren im Kontext der Energiewende ist noch nicht ausreichend beleuchtet worden. Dabei müssen unterschiedliche Bereiche in der Energiewirtschaft differenziert werden: Bei manchen Projekten und Start-ups könnte Venture Capital eine wichtige Rolle spielen. Allerdings gehören Erzeugungs- und Netzprojekten mit großen Finanzierungsvolumina und langen Zeithorizonten vermutlich nicht zur Strategie von Venture Capital Investoren.

305. Das Problem der belastbaren Quantifizierung bezieht sich faktisch auf alle bisher angesprochenen Innovationsindikatoren. In ihrer letzten Stellungnahme hatte die Expertenkommission dies bereits angesprochen, ohne eine in sich schlüssige und handhabbare Lösung zu präsentieren. Es gibt eine ganze Reihe von Gründen, warum die Entwicklung quantitativer Innovationsindikatoren für die deutsche Energiewende eine besondere Herausforderung darstellt:

- Man müsste die Bedeutung einzelner Innovationsaktivitäten für die Umgestaltung der Energiesysteme und den Klimaschutz geeignet erfassen können. Ganz zweifellos hat nicht jedes einzelne Patent und nicht jedes ein-

³⁹ Ohne Frage gibt es leider auch viele so genannter Rent-seeker – Unternehmen, die ihren Erfolg mehr durch die Beeinflussung der öffentlichen Meinung und politischer Entscheidungen als durch überzeugende, an Kundenbedürfnissen orientierte Produkte und Dienstleistungen suchen.

zelne F&E-Projekt die gleiche Wirkung auf Produktivitätsverbesserungen, Schutz vor Klimawandel etc.

- Auch ist die Beschränkung der Innovationen auf Deutschland wegen der internationalen Verflechtung der deutschen Wirtschaft eigentlich irreführend. In den letzten Jahren konnte man beobachten, dass viele internationale Konzerne ihre Energieforschung teilweise nach Deutschland verlegt haben, um die Erfahrungen mit dem Fortschritt der Energiewende zu nutzen, während gleichzeitig deutsche Unternehmen ihre Energieforschung teilweise ins Ausland verlagern, um näher an den vermuteten Zukunftsmärkten zu sein.

10.4 Systemische Erfassung von Innovationen

306. In viele der Innovationen im Kontext der Energiewende fließt technisches Wissen aus anderen, nicht primär den Energietechnologien zuzuordnenden, Bereichen ein. Demnach ist für den technischen Fortschritt der Energietechnologien nicht nur deren direkte finanzielle Unterstützung durch Forschungsgelder von Relevanz. Vielmehr ist die allgemeine Innovationsfähigkeit und -Neigung der gesamten Volkswirtschaft maßgeblich für daran anknüpfende Energieforschung. Diese misst sich auch an den vorliegenden Rahmenbedingungen und der bereits existierenden Industrielandschaft innerhalb einer Volkswirtschaft, z. B. eine entsprechende Infrastruktur und Ausstattung in der Chemieindustrie, im Maschinenbau etc. Die Expertenkommission regt aus diesem Grund an, den Einfluss allgemeiner Innovationen auf Innovationen im Bereich der Energiewende zu diskutieren und zu quantifizieren. Daraus können z. B. Schlussfolgerungen über die Ausgestaltung von F&E-Förderprogrammen gewonnen werden.

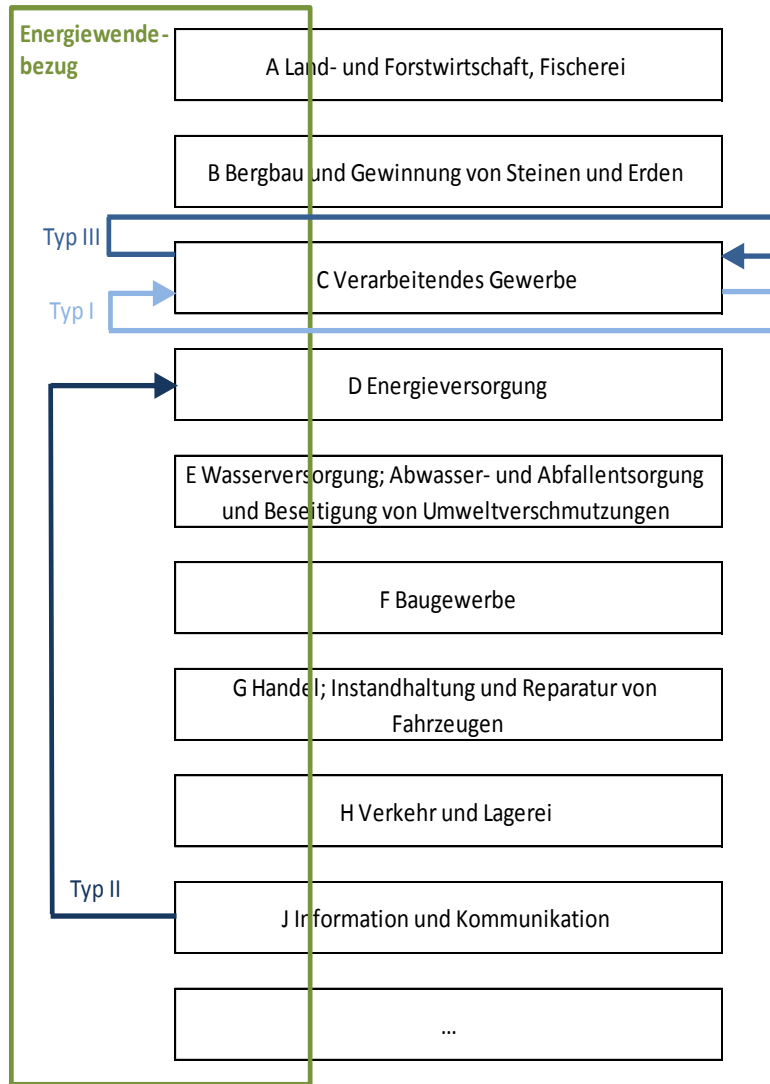
307. Die folgenden Ausführungen geben Beispiele für die Komplexität der Wechselbeziehungen zwischen verschiedenen Bereichen, die für den Innovationsprozess von Bedeutung sind. Dies erfolgt anhand von Querverweisen bei Patenten im Kontext der Energiewende auf Patente aus anderen Bereichen und anhand von Fallstudien zu Innovationen, die sich aus verschiedenen Bereichen zusammensetzen. Abb. 10-4 zeigt schematisch die Pfade, über die energiewendeinduzierte Innovationen auf und zwischen unterschiedlichen Wirtschaftsbereichen wirken können.

308. Als Typ I-Wirkung wird bezeichnet, wenn eine bereits vorhandene nicht-energieendespezifische Technologie, Dienstleistung o.ä. im Kontext der Energiewende weiter entwickelt und eingesetzt wird. Beispiele hierfür sind etwa die Entwicklung regelbarer Ortsnetztransformatoren oder die Weiterentwicklung von Erdkabeln für den Einsatz auch auf den höchsten Spannungsebenen (220 und 380 kV) im Übertragungsnetz. Bei letztgenannter Entwicklung geht es um den Wissenstransfer von den unteren Spannungsebenen, da Erdkabel für die 110 kV-Ebene im Verteilnetz bereits etabliert sind, ebenso wie um den Know-How-Erwerb. In der folgenden Betrachtung kommt es weniger darauf an, in welchem Wirtschaftssektor eine Innovation stattfindet, als darauf, ob sie im Kontext der Energiewende Anwendung findet (in der Abbildung als grüner Rahmen angedeutet) oder ob sie außerhalb des Energiewendebezugs eingesetzt wird (Rest der Abbildung).

309. Eine Typ II-Wirkung liegt vor, wenn ein Produkt oder Verfahren innerhalb des Energiewendebereichs weiterentwickelt und wieder in diesem Kontext eingesetzt wird. Beispiele hierfür sind im Rahmen der Energiewende entwickelte Prognose- und Steuerungsverfahren, etwa zur Steuerung von Windkraftanlagen in Abhängigkeit von der Wetterprognose oder anderen externen Einflussparametern wie Vogelzug oder Fledermausaktivitäten.

310. Eine Typ III-Wirkung ist dadurch gekennzeichnet, dass eine im Kontext der Energiewende entstandene Innovation außerhalb der Energiewendethematik Anwendung findet, beispielsweise der Einsatz von Antireflexbeschichtungen für Displays, die ursprünglich für Photovoltaikmodule entwickelt wurden. Besonders interessant sind Innovationskaskaden, d. h. mehrstufige Innovationsketten die sich dadurch auszeichnen, dass Weiterentwicklungen im Rahmen der Energiewende Innovationen außerhalb des Energiewendekontexts auslösen, welche ihrerseits zu weiteren Innovationen führen. Da in der Regel weder der Energiewendebezug von Innovationswirkungen noch die mögliche Auslösung weiterer Innovationsstufen offensichtlich ist, sind diese oftmals nur schwer zu identifizieren.

Abb. 10-4: Auswirkungen energiewendeinduzierter Innovation auf Ebene der Wirtschaftssektoren (schematische Darstellung)



Quelle: Eigene Darstellung

Querverweise bei Patenten

311. Patente legen neues technisches Wissen offen und können verschiedenen Energietechnologien zugeordnet werden. Jedoch wird nicht jede Innovation patentiert. Trotz dieses unvollständigen Bildes auf Innovationen erlauben Patente, das aus anderen Quellen eingeflossene technische Wissen zu doku-

mentieren und zu analysieren. Diese Quellen sind in den Patentschriften als Zitierungen vermerkt und können andere Patente sein oder nicht patentiertes Wissen. Im Fall von patentiertem Wissen kann über die Technologieklasse des zitierten Patentes auf dessen Technologie- oder auch Branchenzugehörigkeit geschlossen werden.

312. Beispielsweise schützt das Patent No. DE102012219571 eines deutschen Solarunternehmens eine Technologie mit deren Hilfe Logos bzw. Schriftzeichen zwischen verschiedenen Schichten innerhalb von Solarmodulen eingebettet werden können. Dieses Patent zitiert diverse andere Patente, unter anderem eines deutschen Chemieunternehmens für ein Patent aus dem Bereich der Kunststoffglasschichten. Das Patent zitiert des Weiteren zwei Patente. Eines der Patente schützt technisches Wissen zu einer antireflektierenden Oberflächenbehandlung von Glas. Das Zweite schützt ebenfalls ein Verfahren zur Glasoberflächenbehandlung, allerdings in Bezug auf das Aufbringen (besprühen) von Flüssigkeiten, beispielsweise Farbe für Schriften und Logos. Das Beispielpatent dieses Solarherstellers basiert demnach auf technologischem Wissen der Glas- und Keramik- sowie der Chemiebranche.

313. Ein weiteres Beispielpatent aus dem Bereich Windenergie ist das Patent No. EP2738383. Es schützt eine Technologie in Bezug auf das Beheizen der Rotorblätter von Windturbinen. Das Patent zitiert ein Patent eines Luftfahrtunternehmens zur Beheizung von Tragflügeln sowie ein Patent zur Enteisung und Vereisungsprävention auf der Oberfläche von Luftfahrzeugen. Auch dieses Beispiel zeigt eindrucksvoll, dass technisches Wissen aus anderen Wirtschaftszweigen bzw. Technologiefeldern von zentraler Wichtigkeit für Innovationen im Bereich erneuerbarer Energien sind.

314. Natürlich erheben diese Beispiele weder den Anspruch auf Vollständigkeit noch auf Repräsentativität. Dennoch zeigen sie auf, inwieweit Patentdaten genutzt werden können, um technisches Wissen aus anderen Technologiefeldern, das in Energietechnologien einfließt, quantifizieren zu können. Darüber hinaus zeigen diese Beispiele nicht nur den Fluss technischen Wissens zwischen verschiedenen Technologiebereichen sondern vielmehr auch den Wissensfluss zwischen Unternehmen bzw. Innovatoren verschiedener Branchen. Insbesondere kann der Wissenszufluss der nicht den typischen Energie-

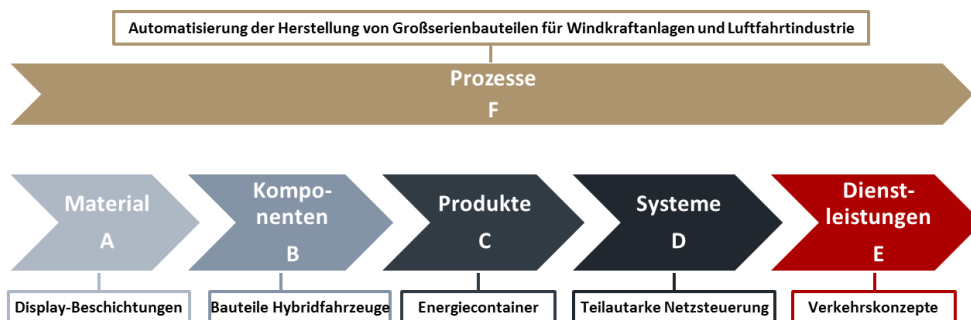
technologiebranchen (etwa Photovoltaik oder Windkraft) entstammt, dargestellt und gemessen werden.

315. Die Expertenkommission regt daher eine systematische Analyse der Wissensflüsse zwischen den verschiedenen Technologiebereichen an. Eines der Ziele dieser Analyse kann sein, aus den Wissensverflechtungen Handlungsempfehlungen für die allgemeine F&E-Förderpolitik abzuleiten. Ein Beispiel wäre eine Steigerung der Forschungsförderung in Bereichen, die maßgeblich „Vorarbeiten“ für die industrielle (private) Energieforschung leisten, sofern solche Verflechtungen tatsächlich identifiziert werden können. Die F&E-Politik des Bundes im Bereich der Energieforschung sollte daher nicht isoliert von der allgemeinen F&E-Politik betrachtet werden.

Fallstudien Innovationswirkungen

316. Im Folgenden werden ergänzend anhand von Fallstudien die bereits erläuterten genannten Wirkungstypen (Abb. 10-5) exemplarisch aufgezeigt. Dabei ist für die Identifikation, Analyse und Einordnung von Innovationswirkungen neben der Kategorisierung nach Wirtschaftssektoren auch eine wertschöpfungsbezogene Betrachtung der Innovation aufschlussreich. Anhand der nachfolgenden schematischen Darstellung lassen sich Innovationen einzelnen Wertschöpfungsstufen zuordnen. Hierzu sind diese mit den Buchstaben A bis F gekennzeichnet sowie jeweils mit einem Beispiel aus dem obigen Text bzw. den unten geschilderten Fallstudien ergänzt.

Abb. 10-5: Schematische Wertschöpfungskette



Quelle: Eigene Darstellung

317. Die nachfolgend skizzierten Fallstudien illustrieren bereits beobachtbare Innovationswirkungen mit Energiewendebezug und ordnen diese gemäß den oben skizzierten Schemata ein.

Case Study 1: Smart Grid – Teilautarke Netzsteuerung statt Netzausbau
(Innovationstyp: I/D)

Durch die steigende Anzahl dezentraler und fluktuierender Stromeinspeisungen, z. B. durch Photovoltaik-Anlagen, sehen sich Netzbetreiber beim Betrieb von lokalen Verteilnetzen mit wachsenden Herausforderungen konfrontiert: Die zunehmende Volatilität der Stromerzeugung im Verteilnetz erzeugt zunehmend Überlastungszustände, Spannungserhöhungen sowie Lastflussumkehrungen. Infolgedessen wird nach Möglichkeiten gesucht, die eine effiziente Bewältigung dieser Herausforderungen in den Verteilnetzen ermöglichen. Als innovative Lösung können in Ortsnetzstationen Steuereinheiten installiert werden, die mit Sensoren und Regelungseinheiten kommunizieren, die an neuralgischen Punkten im öffentlichen Netz verteilt sind. Ein derartiges System ermöglicht ein umfassendes, vollautomatisches und effektives Netzmonitoring und erlaubt in kritischen Situationen, den Lastfluss autark zu beeinflussen. Es erfüllt somit die technischen Anforderungen an ein Smart Grid, vermeidet jedoch mögliche Konflikte mit dem Datenschutz, da das System unabhängig von Smart Metern agiert und somit kein Zugriff auf kundenspezifische Daten erforderlich ist. Ein weiterer Vorteil ist die Integration der intelligenten Ortsnetzstation in das bestehende Netzsystem, wodurch der kostenintensive Ausbaubedarf des Verteilnetzes verringert werden kann. Die beschriebene Entwicklung wurde von den Erfordernissen der Energiewende angestoßen. Im Sinne der obigen Schemata handelt es sich um eine Innovationswirkung vom Typ I/D.

Case Study 2: Dynamisierung chemischer Prozesstechnik (Innovationstypen: III/F)

Im Rahmen der Energiewende ergaben sich neue Anforderungen an die Gasprozesstechnik. Sowohl für Biogasanlagen als auch im Rahmen des sog. „Power-to-Gas“-Verfahrens, mit dessen Hilfe Strom aus erneuerbaren Quellen in Form von Methan gespeichert werden kann, mussten Gasanalysetechniken weiterentwickelt werden. Um den dynamischen Anlagenbetrieb zu steuern und die Qualität der Edukte und Produkte zu kontrollieren, waren schnellere und preiswertere Analyseverfahren erforderlich, als für die statische Fahrweise großer Anlagen. Die resultierenden preiswerteren und schnelleren Analyseverfahren werden mittlerweile auch bei der Gasmischungsherstellung in konventionellen chemischen Anlagen (bspw. der petrochemischen Industrie) genutzt und sind somit dem Innovationstyp III/F zuzurechnen.

Case Study 3: Smart Grid – Innovationskaskade: Vom Hybridfahrzeug zum Energiecontainer (Innovationstypen: I/B und II+III/C)

Getrieben von der Anforderung, den Verbrauch fossiler Kraftstoffe zu senken und so den Ausstoß von Treibhausgasen zu verringern, wurde von Kraftfahrzeugherstellern die Entwicklung von Hybridantrieben vorangetrieben. Hierfür entwickelten insbesondere Zulieferunternehmen zunächst die erforderlichen Komponenten, beispielsweise die Gleichrichtertechnik inkl. Steuerung. Diese Entwicklung umfasste neben der für den Einsatz in Kraftfahrzeugen erforderlichen Miniaturisierung bestehender Technik auch deren Kostenoptimierung. Dabei handelte es sich um Innovationen vom Typ I/B. Nach der Einführung der neuen Technik im Kraftfahrzeugmarkt begannen Automobilzulieferer nach zusätzlichen Einsatzmöglichkeiten für die nun zur Verfügung stehenden, vergleichsweise preiswerten Komponenten zu suchen. So wurde beispielsweise ein sog. Energiecontainer, der Solarmodule, Kleinwindkraftanlage, optionale Dieselgeneratoren, Akkumulatoren und eine Steuerungseinheit zu einem mobilen Kombikraftwerk in einem Container integriert, entwickelt. Der Energiecontainer kann im Inselbetrieb oder im netzparallelen Betrieb betrieben werden und eignet sich sowohl für den Einsatz in strukturschwachen Regionen und Entwicklungsländern als auch in der Landwirtschaft oder für die Katastrophenhilfe, als Ladestation für Elektrofahrzeuge oder als Netzstabilisator. Der Energiecontainer kombiniert verschiedene Produkte aus dem Energiewendekontext für den Einsatz mit und ohne Energiewendebezug und verkörpert somit eine Innovation vom Typ II+III/C

Case Study 4: Innovative Verkehrskonzepte (Innovationstyp: II/E)

Im Bereich des motorisierten Individualverkehrs führen insbesondere steigende Kraftstoffpreise und die Parkraumsituation in Innenstädten zu Innovationen im Dienstleistungssektor, wie die dynamische Entwicklung und Verbreitung von Carsharing-Angeboten zeigt. Hier werden Fahrzeugnutzung und Fahrzeugbesitz gezielt entkoppelt und durch die Verfügbarkeit bzw. spezifische Entwicklung entsprechender IKT-Anwendungen, die Bindung an feste Stellplätze aufgelöst. Dies erlaubt angemeldeten Nutzern, spontan ein sich in der Nähe befindliches Fahrzeug auszuleihen und es irgendwo im Geschäftsgebiet wieder abzustellen.

Werden für dieses System Elektrofahrzeuge und Strom aus regenerativen Quellen eingesetzt, so ergibt sich der unmittelbare Bezug zur Energiewende.

Case Study 3: Automatisierung der Herstellung von Großserienbauteilen für Windkraftanlagen und Luftfahrtindustrie (Innovationstyp: III/F)

In den Anfangsjahren der Windenergiebranche erfolgte die Herstellung von Rotorblättern für Windkraftanlagen aus Glasfaserverstärktem Kunststoff (GFK) weitgehend in Handarbeit. Aufgrund des starken Anlagenzubaus in den vergangenen zwei Jahrzehnten und der daraus resultierenden Nachfrage nach entsprechenden Bauteilen entstand im Bereich der Rotorblattfertigung ein hoher Automatisierungsdruck. Dieser wurde verstärkt durch Qualitätsprobleme im Zusammenhang mit hohen Fehleranfälligkeiten in der manuellen Fertigung (80 % der Fehler an Rotorblättern sind auf Fertigungsmängel zurück zu führen). In der Folge wurde die Rotorblattfertigung teilweise automatisiert. In Forschungsprojekten wurden beispielsweise Verfahren zur Preform-Herstellung durch ebene Ablage für räumliche Bauteile als Basis einer automatisierten Prozesskette zur Rotorblattfertigung entwickelt, und über weitere Anstrengungen der Automatisierungsgrad bei der Rotorblattherstellung deutlich erhöht.

Durch Forschungsk Kooperationen finden die Ergebnisse auch Verwendung in verwandten Produktionsprozessen, zum Beispiel in der Luftfahrtindustrie, da auch Flugzeugrümpfe auf Basis kohlefaserverstärkter Kunststoffe (CFK-Technik) gefertigt werden. Somit führt die Weiterentwicklung der Prozessautomatisierung im Bereich der Rotorblattfertigung zu einer kostensenkenden Innovation im Bereich des Flugzeugbaus – die energiewendeinduzierte Weiterentwicklung wirkt sich außerhalb des Energiewendekontexts aus. Es liegt also eine Innovationswirkung des Typs III/F im Sinne der obigen Schemata vor.

10.5 Beschreibung von Kostensenkungen mithilfe von Lernkurven

318. Überschlagsmäßige, quantitative Aussagen über die Kostensenkungen von Energiewende-Innovationen können mithilfe des Erfahrungskurvenansatzes getroffen werden. Es handelt sich um die mit der Diffusion von neuen Technologien verbundenem Prozess oftmals sinkenden Kosten als Folge von technologischem Lernen (Learning-by-Doing), Skaleneffekten und fortschreitender technischer Weiterentwicklung. Dieser Ansatz wurde bereits vielfach bei neuen Energietechnologien angewandt. Bei der Schätzung von Lernkurven wird die Entwicklung der Stückkosten der jeweiligen Technologie in Zusammenhang mit deren kumulierter Produktion gebracht („Ein-Faktoren-Modell“). Die kumulierte Produktion dient hierbei als Proxy für die erlangte „Erfahrung“. Zusätzlich können weitere Faktoren in die Analyse mit einbezogen werden („Mehr-Faktoren-Modell“). Hierbei werden vor allem F&E-Ausgaben integriert, die neben den Lerneffekten einen Einfluss auf die Stückkosten haben können.

Zusätzlich sollte auch der allgemeine technische Fortschritt berücksichtigt werden (exogenes Lernen). Weitere Einflussfaktoren auf die Stückkosten können aber auch aus veränderten Marktbedingungen (Inputpreise im Produktionsprozess) oder der Dimension des Lernsystems (global oder national) bestehen.

319. Im Folgenden wird vereinfacht von einem Ein-Faktor-Lernkurven Modell ausgegangen. Dabei muss die kumulierte Kapazität als Surrogat für verschiedene Einflussfaktoren dienen (Learning by doing, Skaleneffekten, F&E-Aktivitäten, Spillover aus anderen Bereichen etc.): $k_t = k_0 \text{Kapazität}_t^a$. Hier stehen k_t für die Kosten der im Jahr t installierten Anlagen und Kapazität_t für die bis zum Jahr t kumulativ errichtete Kapazität dieser Technologie. $a < 0$ beziffert die prozentuale Kostenreduktion im Fall eines ein-prozentigen Anstiegs der kumulierten Kapazität (Learning-by-Doing Elastizität) und ist ein technologiespezifischer Parameter. Aus diesem Parameter errechnet sich die Kostenreduktion, die bei einer Verdopplung der kumulativ errichteten Kapazität zu erwarten wäre, gemäß $1-2^a$ (Fortschrittsrate). Beispielsweise würden die Kosten bei $a = -20\%$ und einer Verdopplung der kumulierten Kapazität um rund 13% sinken.

320. Für die neuen erneuerbaren Technologien nennt die wissenschaftliche Literatur große Bandbreiten für die Fortschrittsraten (vgl. als Überblick (Junginger et al., 2010) sowie die öffentlich verfügbare Datenbank des Green-X-Projekts des European Renewable Energy Council (EREC, 2014). Vorsichtige Mittelwertschätzungen liegen bei

- Wind onshore 15 % bis 2004, danach 2 %⁴⁰
- Photovoltaik 20 % bis 2006, danach 14,3 %⁴¹

⁴⁰ Diese Zahlen sind äquivalent mit 2.250 Euro/kW Investitionsausgaben im Jahr 2020. De facto sind die spezifischen Investitionsausgaben seit 2005 nicht mehr gefallen, was allerdings auf die gestiegenen Rohstoffkosten (vor allem Stahlpreise) zurückgeführt werden muss. Durch ein besseres Anlagendesign und höhere Türme steigt die Jahreserzeugung. Demnach sinken die Kosten für Windkraft immer noch.

⁴¹ Mit den Zahlenangaben von GWS / EWI / Prognos (2014, S. 117ff.) errechnen sich diese Lernraten. Seit 2010 ist ein nochmaliger Rückgang der Fortschrittsraten auf derzeit $7,7\%$ festzustellen.

- Elektrizität aus Biogas 2,5 % bis 2010, danach 5 %

321. Für die entsprechende Quantifizierung des EEG-Effekts auf die globale Kostenentwicklung sei zunächst das Beispiel der Photovoltaik herangezogen. Wir greifen dazu auf das prinzipielle Vorgehen und die Zahlenangaben von GWS / EWI / Prognos (2014, S. 117ff.) zurück, allerdings mit einer wesentlichen Modifikation: Da die mit dem EEG ausgelösten Investitions- und Kosteneffekte in der Öffentlichkeit mit der Energiewende in Verbindung gebracht werden, sollte das Monitoring der Energiewende entsprechend vorgehen.

322. Ohne die in Deutschland getätigten PV-Investitionen und die damit ausgelösten Lerneffekte wären die durchschnittlichen globalen Investitionskosten heute noch nicht auf unter 2.000 Euro/kW installierte Leistung gefallen. Sofern unterstellt wird, dass die im Rest der Welt installierte PV-Kapazität ihren heutigen Wert von rund 70 GW (2012) erreicht hätte, selbst wenn in Deutschland kein PV-Zubau stattgefunden hätte, lägen die spezifischen PV-Investitionskosten um rund 30 % über den aktuellen Werten. Ohne den vom EEG ausgelösten Lerneffekt hätten die im Jahre 2012 im Ausland getätigten PV-Investitionen ein Finanzvolumen von 40 Mrd. Euro zusätzlich erfordert. Dieser Lerneffekt übersteigt die von den deutschen Elektrizitätsverbrauchern im Jahr 2012 finanzierten EEG-Vergütungszahlungen um mehr als das 5-Fache. Die Expertenkommission hält diesen Lerneffekt für einen geeigneten Indikator, der die innovationsbezogenen Vorteile des PV-Ausbaus charakterisiert.

323. Bei Vorliegen entsprechender Daten zu den Investitionsvolumina im In- und Ausland sowie den technologiespezifischen Fortschrittsraten kann man ähnliche Berechnungen auch für andere geförderte Energiewende-Aktivitäten vornehmen. So gelangt die Expertenkommission beispielsweise mit analogen Berechnungen für die Onshore-Windkraft zum Ergebnis, dass die Welt im Jahr 2012 in Höhe von rund 5 Mrd. Euro von den EEG-induzierten Windkraft-Innovationen bzw. dem damit seit dem Jahr 2000 verbundenen Lernkurveneffekt profitiert. Bei Biogas ist das Ergebnis negativ: Der globale Lernkurvenvorteil liegt mit gut 1 Mrd. Euro im Jahr 2012 unter den aktuellen EEG-Differenzzahlungen für Biogasanlagen. Bei Biogas gibt es also bislang keinen erkennbaren global wirksamen Innovationsvorteil.

324. Bei den vorhergehenden Überlegungen sollte natürlich beachtet werden, dass die Vorteile der Lerneffekte nicht unmittelbar der deutschen Wirt-

schaft oder den binnenländischen Verbrauchern zugutekommen. Nichtsdestotrotz wäre eine genauere Abschätzung dieser Wirkungen wichtig, etwa für eine bessere Einschätzung des deutschen Beitrags zu den internationalen Anstrengungen zum Klimaschutz. Dieser besteht eben nicht nur in einer Minderung der nationalen Treibhausgasemissionen, sondern insbesondere in den erzielten Kostenreduktionen bei erneuerbaren Technologien. In Zukunft ist es möglich, dass diese Rolle auch von anderen Nationen übernommen wird, so dass Deutschland von diesen Bemühungen profitieren könnte.

325. Wegen der globalen Vernetzung entstehen auch für Deutschland Vorteile. Das Erreichen der Klimaschutzziele wird preiswerter, die verfügbare Kaufkraft in Ausland und damit die Chancen der deutschen Exportwirtschaft steigen. Im Übrigen tragen die mit erneuerbaren Investitionen im Ausland verbundenen Lerneffekte dazu bei, dass auch hierzulande die spezifischen Investitionskosten sinken. Im Übrigen könnte die Bundesregierung in aller Bescheidenheit darauf hinweisen, dass sie bzw. die inländischen Letztverbraucher über das EEG einen Entwicklungsbeitrag in beträchtlicher Höhe leisten.

11 Energiepreise und Energiekosten

Das Wichtigste in Kürze

Die Expertenkommission ist nach wie vor davon überzeugt, dass die aggregierten Letztverbraucherleistungen für Energie einen guten Indikator für die allgemeine Bezahlbarkeit darstellen. Dies ermöglicht zudem die einzelnen Komponenten der Ausgaben und deren Veränderung über die Zeit zu betrachten. Bedingt durch den Anstieg der Netzentgelte und der EEG-Kosten sind die Letztverbraucherleistungen deutlich gestiegen, eine Entwicklung, die durch sinkende Großhandelsstrompreise nicht vollständig kompensiert wurde. Der von der Expertenkommission vorgeschlagene Indikator der aggregierten Letztverbraucherleistungen für Strom steigt in Folge dessen von 2,5 % im Vorjahr auf 2,6 % des Bruttoinlandsprodukts.

Neben der generellen Bezahlbarkeit sind auch Unterschiede in den jeweiligen Energiepreisen zu beachten. Zu den Ursachen gehören Ausnahmeregelungen im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregelung des EEG. Außerdem ist der Merit-Order-Effekt mit einem Entlastungseffekt verbunden. Durch die Integration Deutschlands in den europäischen Strombinnenmarkt gibt es den Merit-Order-Effekt vermutlich auch in anderen europäischen Ländern. Die Expertenkommission hatte in ihren letzten Stellungnahmen bereits angeregt, dass Unternehmen sich zumindest in Höhe des Merit-Order-Effekts an den Kosten der erneuerbaren Energien beteiligen sollten. Bei einem Spillover des Merit-Order-Effekts auf andere europäische Märkte wäre der Beitrag der entlasteten Unternehmen um die Höhe des Merit-Order-Effekts im Ausland zu reduzieren.

Ein bloßer Vergleich der Energiepreise greift zu kurz. Es müssen auch die tatsächlichen Energiekosten der Unternehmen berücksichtigt werden. Diese werden im Fortschrittsbericht 2014 anhand des Anteils der Energiekosten an der sektoralen Bruttowertschöpfung dargestellt. Die Expertenkommission empfiehlt, auf diesem Ansatz aufzubauen und den Indikator „Energiestückkosten“ zusätzlich international zu vergleichen. Dabei erweisen sich die Energiekosten im Verarbeitenden Gewerbe Deutschlands insgesamt immer noch moderat im Vergleich zu anderen Ländern. Dies gilt jedoch nicht für alle Sektoren, so dass eine detailliertere Betrachtungsweise empfehlenswert ist. Für Aus-

gen über die Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen müssen neben den Energiekosten weitere Faktoren berücksichtigt werden.

11.1 Elektrizitätswirtschaftliche Gesamtrechnung

326. Die Expertenkommission legt erneut eine Übersicht der aggregierten Elektrizitätsausgaben (Letztverbraucherausgaben) vor, weil sich daran die Frage der Bezahlbarkeit der Elektrizität aus gesamtwirtschaftlicher Sicht beurteilen lässt. Für die übrigen Bereiche wird auf die letzte Stellungnahme der Expertenkommission zum Monitoring-Bericht der Bundesregierung verwiesen.

327. In den folgenden Ausführungen werden die einzelnen Komponenten der Letztverbraucherausgaben für Elektrizität deutlich, die für die eingetretenen Veränderungen verantwortlich sind. Bei den in Tab. 11-1 zitierten Angaben handelt es sich teilweise um vorläufige Werte. Ausgangspunkt für den aktuellen Bericht sind die vom Statistischen Bundesamt jährlich ermittelten Gesamterlöse aus dem Absatz an Elektrizität an Letztverbraucher. Diese Erlöse beinhalten neben den Arbeits- sowie Leistungs- und Verrechnungsentgelten auch Netznutzungsentgelte sowie Steuern und Abgaben (Stromsteuern, Konzessionsabgaben, EEG-Umlage etc.), aber nicht die Umsatzsteuer⁴². Ebenfalls nicht enthalten sind die Ausgaben für die Eigenerzeugung von Elektrizität in Industrie- und Blockheizkraftwerken. Die Erlöse aus dem Stromverkauf berücksichtigen auch die Entlastungen nach § 9a StromStG, die im nachträglichen Entlastungsverfahren gewährt werden. Damit ändern sich die Zahlen zu den Netto-Erlösen aus dem Stromverkauf im Vergleich zum letzten Monitoring-Bericht um bis zu 0,7 Mrd. Euro.

328. Auch im Berichtsjahr folgen aus den aggregierten Daten des Statistischen Bundesamtes geringere Letztverbraucherausgaben als das Ergebnis des Elektrizitätsverbrauchs (Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen) multipliziert mit

⁴² Die Angaben des Statistischen Bundesamtes zu den Erlösen des Stromabsatzes beinhalten Stromsteuervergünstigungen, die im nachträglichen Entlastungsverfahren gewährt und zunächst vom Stromlieferanten erhoben werden (§ 10 und ab dem Jahr 2011 § 9 StromStG). Die Gesamthöhe der jährlichen Entlastung durch den Spitzenausgleich ist in den Subventionsberichten der Bundesregierung (BMF, 2013) dokumentiert und wurde von den Erlösangaben des Statistischen Bundesamtes abgezogen.

den Großhandelspreisen (EEX), den Netzentgelten (Bundesnetzagentur) sowie den Abgaben, Umlagen und Stromsteuern. Entsprechend werden die gesamten Letztverbraucher Ausgaben für Elektrizität in Tab. 11-1 und den folgenden Abbildungen unterschätzt, und zwar selbst unter Berücksichtigung der Tatsache, dass die Kosten der selbst erzeugten Elektrizität hier nicht erfasst sind.

Tab. 11-1: Struktur der Letztverbraucher Ausgaben für Elektrizität

	2010	2011	2012	2013
	[Mrd. Euro]			
Gesamtausgaben [1]	60,9	63,6	64,3	70,4
Staatlich induzierte Elemente	17,2	23,0	23,3	30,0
Davon				
Stromsteuern [2]	6,4	7,2	7,0	7,0
Konzessionsabgaben [3]	2,1	2,2	2,1	2,1
EEG-Umlage (Differenzkosten) [4]	8,3	13,4	14,0	19,8
KWK-G [5]	0,4	0,2	0,3	0,4
Offshore Umlage (§ 17F ENWG) [6]	-	-	-	0,8
Staatlich regulierte Elemente	16,9	17,6	19,0	21,2
Davon				
Netzentgelte Übertragungsnetz [7]	2,2	2,2	2,6	3,0
Netzentgelte Verteilnetz [8]	14,7	15,4	16,4	18,2
Marktgetriebene Elemente	26,8	23,1	22,0	19,2
Davon				
Marktwert EEG-Strom [9]	3,5	4,4	4,8	4,2
Erzeugung und Vertrieb [10]	23,3	18,6	17,2	15,0

[1] Erlöse aus dem Stromabsatz gemäß Destatis (2014c) abzüglich Steuervergünstigungen aus nachträglichen Entlastungsverfahren gemäß BMF (2013)

[2] (Destatis, 2014d)

[3] Schätzung auf Basis Destatis (2012a) und Destatis (2012b)

[4] ÜNB Jahresabrechnungen EEG (ÜNB, 2014c)

[5] ÜNB Jahresabrechnungen KWK-G (ÜNB, 2014d)

[6] ÜNB Jahresabrechnungen Offshore Umlage (§ 17F ENWG), (ÜNB, 2014e)

[7] Persönliche Mitteilung BNetzA 2012, 2013, 2014 und eigene Berechnung und Annahmen

[8] Persönliche Mitteilung BNetzA 2012, 2013, 2014 und eigene Berechnung und Annahmen

[9] BMWi (2014g)

[10] Residuum

329. Es gibt einige Ausgabenpositionen, die sich zwischen 2010 und 2013 besonders deutlich geändert haben. Haupttreiber sind die staatlich induzierten und regulierten Ebenen, darunter die EEG-Umlagezahlung mit ca. 11 Mrd. Euro und die Netzentgelte mit ca. 4,2 Mrd. Euro. Die Steigerungen im Bereich der Netzentgelte sind enorm, insbesondere für den Bereich der Ver-

teilnetze. Für 2014 sind weitere Steigerungen bereits angekündigt⁴³. Der Erfahrungsbericht zur Anreizregulierung (BNetzA, 2014d) liefert Hinweise für die Ursachen.

330. Der wettbewerbliche Strommarkt hat aber auch zu einer starken Entlastung in Höhe von 8,5 Mrd. Euro bei der Position „Erzeugung und Vertrieb“ beigetragen. Zu den Ursachen gehören die tieferen Preise für Brennstoffe und CO₂-Emissionsrechte. Auch sind die langfristigen Kosten der Stromerzeugung heute gesamtwirtschaftlich betrachtet nicht mehr gedeckt. In den kommenden Jahren werden die Ausgaben für Erzeugung und Vertrieb daher wohl wieder ansteigen müssen.

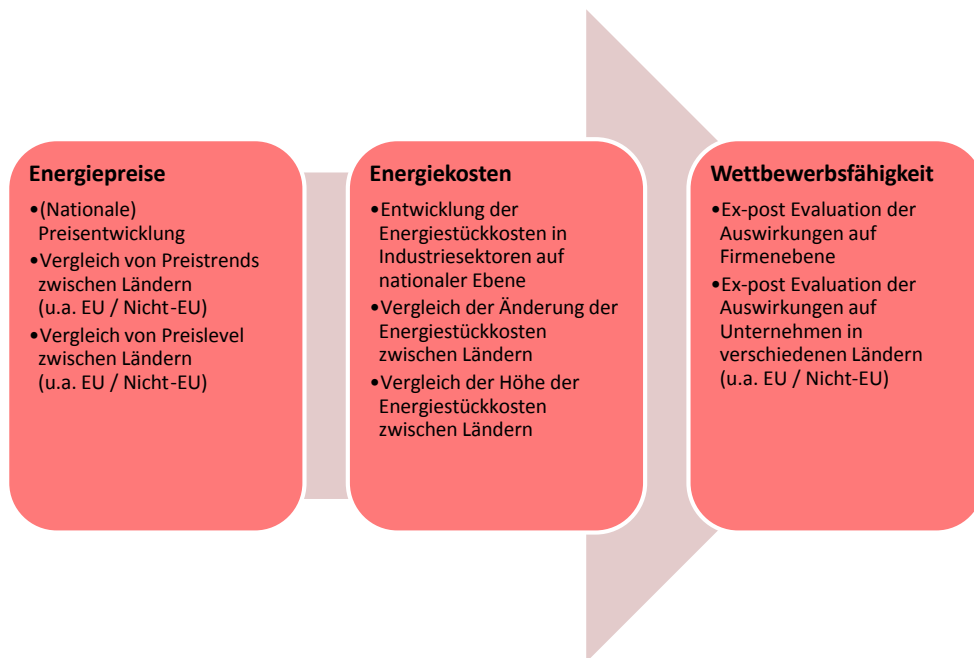
331. Der Anstieg insbesondere der Netzentgelte und der EEG-Kosten wurde durch sinkende Großhandelsstrompreise nicht vollständig kompensiert. Der von der Expertenkommission vorgeschlagene Indikator der aggregierten Letztverbraucherausgaben für Elektrizität steigt in Folge dessen von 2,5 % im Vorjahr auf 2,6 % des Bruttoinlandsprodukts.

332. Neben der generellen Bezahlbarkeit ist jedoch auch die Diskussion über Verteilungswirkungen von Preisveränderungen wichtig – nicht zuletzt für die Akzeptanz der Energiewende. Zudem können Veränderungen von Energiepreisen und Energiekosten Auswirkungen auf die Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen, die im internationalen Wettbewerb stehen, haben. Hierzu führt der Fortschrittsbericht 2014 die bestehenden Ausnahmeregelungen (Energie- und Stromsteuerbegünstigung, EEG und KWKG etc.) an. Um den Einfluss von institutionellen Änderungen (inkl. den indirekten Auswirkungen, wie z. B. Merit-Order Effekte) auf die (internationale) Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen darzustellen, ist jedoch eine breitere Betrachtungsweise angeraten. Dazu wird im Folgenden ergänzend zu der Darstellung von Energiepreisen und Energiekosten im Fortschrittsbericht 2014 diskutiert, mit welchen Daten und Methoden Aussagen über Energiepreise, Energiekosten und die Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen getroffen werden können und zu welchen Einsichten dieser ganzheitlichere Betrachtung führt.

⁴³ Siehe z. B. Handelsblatt (2014).

333. Energiekosten sind nur ein Teil der gesamten Produktionskosten von Unternehmen. Sie hatten zum Beispiel im Verarbeitenden Gewerbe im Jahr 2012 einen Anteil von rund 2 % am Bruttoproduktionswert (BMW, 2014a, Abschnitt I.8.2.2). Für Rückschlüsse auf die Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen müssen daher weitere (Kosten-)Unterschiede berücksichtigt werden. Dazu gehören Unterschiede im jeweiligen Regulierungsrahmen und klassische Standortfaktoren, wie z. B. das jeweilige (Unternehmens-)Steuersystem, das Lohnniveau und die Qualität des Personals auf dem jeweiligen Arbeitsmarkt. Zudem ist die Wettbewerbsintensität, vor allem die Einfachheit des Marktzutritts, entscheidend. Denn steigende Energiekosten haben nur einen geringen Einfluss auf die (industrielle) Wettbewerbsfähigkeit, wenn diese Steigerungen dauerhaft auf die Konsumenten überwältzt werden können. Dies festzustellen und damit die Auswirkungen von Kostensteigerungen bewerten zu können, ist mit einer alleinigen Beschreibung und dem Vergleich von Energiekosten nur schwer zu leisten. Analysen zu Auswirkungen von Energiekosten auf die Wettbewerbsfähigkeit müssen daher auch Entwicklungen der Einsatzmenge und Preise anderer Inputfaktoren (z. B. für den Faktor Arbeit in Form von Lohnstückkosten) sowie deren Einfluss und Wechselwirkung mit Energiekosten berücksichtigen. Bei anderen Kostenfaktoren hingegen sind regionale Unterschiede weniger bedeutsam, da sich z. B. die zugrundeliegenden Preise auf dem Weltmarkt bilden, wie etwa bei bestimmten Rohstoffen. Deshalb sind zusätzlich zu einem rein faktenbasierten Monitoring tiefergehende Analysen (Studien) erforderlich. Im Folgenden wird die Analyse von den Energiepreisen zu Energiekosten und schließlich zur Wettbewerbsfähigkeit diskutiert (Abb. 11-1).

Abb. 11-1: Energiepreise, Energiekosten und Wettbewerbsfähigkeit



Quelle: Eigene Darstellung

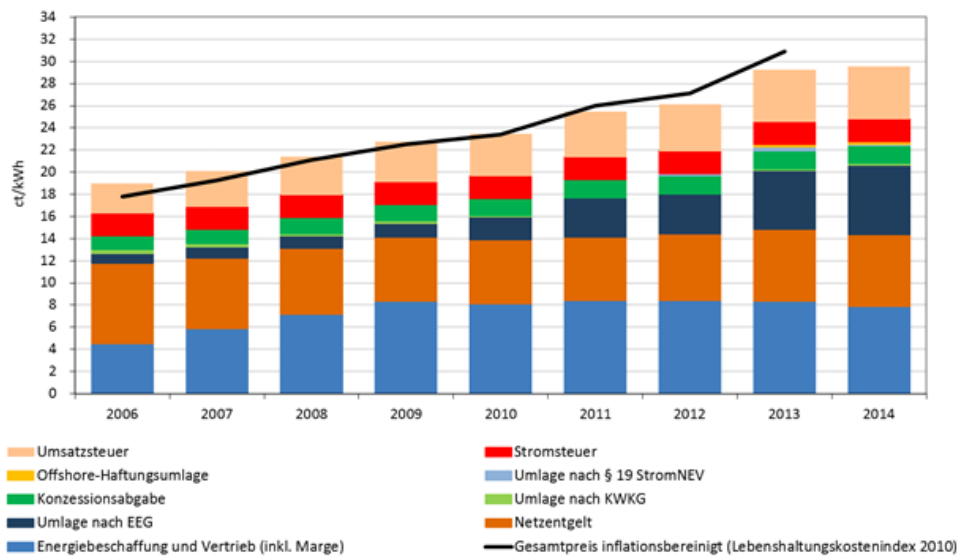
334. Regionale Unterschiede bei Inputpreisen (wie z. B. Strom- oder Erdgaspreise) *können* eine Erklärung für Unterschiede in der Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen sein. Im Fortschrittsbericht werden daher auch die Entwicklung des Preisniveaus und Preisänderungen national wie auch im Vergleich zu anderen Ländern dargestellt. Ein Vergleich der Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen auf Basis der unterschiedlichen Energiepreise greift aber zu kurz: Bei einem alleinigen Vergleich von Preisen werden Anpassungen der Inputmenge sowie Substitutionsprozesse im Zuge von Preisänderungen ignoriert. Daher sollte zusätzlich auch die Entwicklung der tatsächlich eingesetzten Energiemengen berücksichtigt werden, d. h. es sollten die Energiekosten betrachtet werden. Während im Fortschrittsbericht die Energiekosten im Verhältnis zum Bruttoproduktionswert und zur Bruttowertschöpfung für einzelne Wirtschaftszweige bereits angegeben werden, sollten diese im Zeitablauf dargestellt werden und um einen Ländervergleich erweitert werden - analog zu den im Fortschrittsbericht bereits existierenden Vergleichen von Endverbraucherpreisen. Für Unternehmen im (internationalen) Wettbewerb sind nämlich nicht nur die Entwicklung der eigenen Energiepreise und Energiekosten, son-

dern auch die ihrer Konkurrenten relevant. Dabei sollten jedoch die im vorherigen Absatz erwähnten Einschränkungen und weitere Faktoren berücksichtigt werden.

11.2 Energiepreise

335. Im Fortschrittsbericht 2014 der Bundesregierung wird die nationale Preisentwicklung verschiedener Energieprodukte (z. B. Mineralölprodukte, Großhandelspreise für Elektrizität) sowie die Entwicklung der international gehandelten Energieträger (Rohöl, Erdgas, Steinkohle) und CO₂-Zertifikate dargestellt.

Abb. 11-2: Strompreise für Haushaltskunden

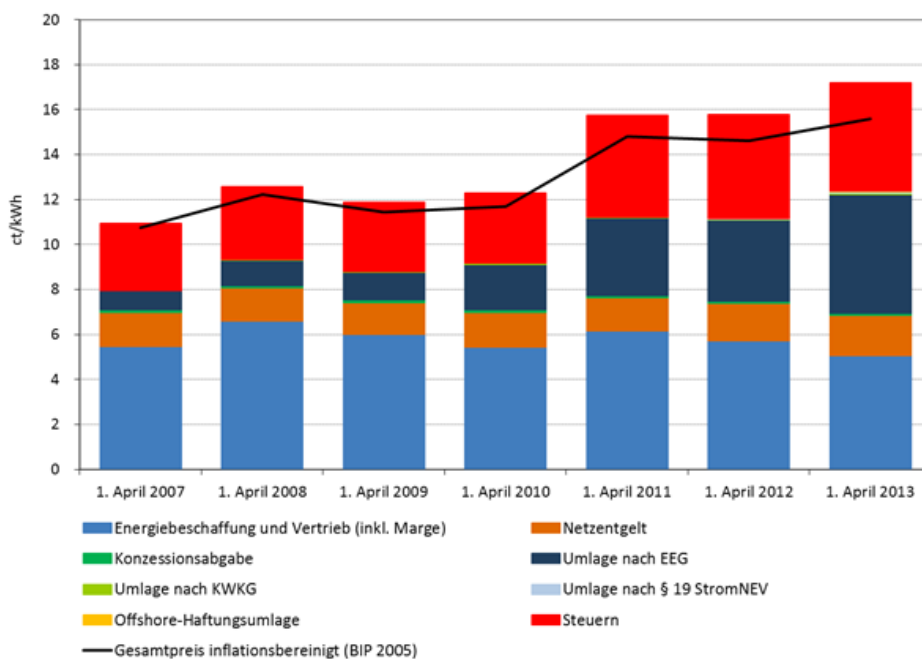


Quelle: BMWi (2014a, Abbildung I.8.5), Daten von BNetzA

336. Der Fortschrittsbericht 2014 diskutiert in Abschnitt I.8.1.5 Verbraucherpreise für Strom. Die Abbildungen des Fortschrittsberichts 2014 der Strompreise für Haushaltskunden einerseits sowie der nicht begünstigten Gewerbe- und Industriekunden andererseits sind hier wiedergegeben. Zunächst sei auf einen nicht weiter diskutierten Aspekt hingewiesen: Bekanntlich sind die Endkundenpreise gestiegen, und zwar in beiden Fällen wesentlich bedingt durch den überaus kräftigen Anstieg der EEG-Umlage. Dies wurde bereits an anderer Stelle diskutiert. Interessant ist jedoch der Vergleich der Kosten für Energiebe-

schaffung und Vertrieb (inkl. Marge). Während dieser Kostenbestandteil seit 2009 bei den Haushaltskunden stagniert und im Jahr 2013 sogar noch leicht ansteigt, sinkt er bei den gewerblichen und industriellen Letztverbrauchern, und zwar im Jahr 2013 recht deutlich. Im Jahr 2013 beträgt der Unterschied schon 4 Cent/kWh. Offensichtlich kommt der rückläufige Großhandelsstrompreis in der Wirtschaft an, nicht aber bei den privaten Haushalten.

Abb. 11-3: Strompreise für nicht-begünstigte Gewerbe- und Industriekunden



Quelle: BMWi (2014a, Abbildung I.8.6), Daten von BNetzA

337. Doch Unterschiede in der Höhe der einzelnen Preisen und Preiskomponenten treten nicht nur zwischen Haushalten und Unternehmen, sondern auch zwischen Unternehmen aus unterschiedlichen Ländern auf. Regionale Unterschiede bei Inputpreisen *können* eine Erklärung für Unterschiede in der Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen sein. Im Fortschrittsbericht wird ein europäischer Vergleich von Endverbraucherpreisen (Strompreise) basierend auf Daten von Eurostat, dem Statistischen Amt der Europäischen Union, durchgeführt. Allerdings sind Aussagen auf Basis dieser Daten zu qualifizieren. Die (industriellen) Preise in den Eurostat-Daten sind nicht nach Sektoren, sondern nur nach der Größe des Abnahmefalls differenziert. Dabei sind aber vor

allem sehr große Abnehmer unterrepräsentiert bzw. für viele Länder nicht vorhanden. Die Daten der internationalen Energieagentur IEA über aggregierte Endverbraucherpreise sind zwar für viele Länder weltweit vorhanden, nur leider international nicht vergleichbar. Dies liegt an der inkonsistenten Datenerhebung und mangelnder Überprüfung (vgl. Frontier Economics / EWI, 2010). Der Vergleich von Energiepreisen auf Basis dieser Datengrundlagen ist also schwierig.

338. Für einen internationalen Vergleich der Höhe und Veränderung der Preise wären die tatsächlich gezahlten Preise (d. h. inklusive aller geltenden Ausnahmen) für Energieeinsatzmengen im Produktionsprozess von Unternehmen im Vergleich zu denen ihrer nationalen und internationalen Wettbewerber erforderlich. Wenn dies auf Firmenebene nicht möglich ist, sollte ein Vergleich zumindest innerhalb einer Branche stattfinden, um direkte Konkurrenten besser gegenüberstellen zu können. Eine Möglichkeit diese Datenprobleme zu umgehen, bieten selbstständig erhobene Umfragedaten. Während diese Herangehensweise detaillierte Informationen über einzelne Unternehmen und Sektoren bietet, sind die Daten in den meisten Fällen nicht repräsentativ (CEPS, 2014). Um längerfristige Trends zu entdecken – eines der Ziele des Monitorings –, wäre zudem eine regelmäßige Wiederholung der Umfrage notwendig. Daher existieren Studien, in denen die offiziellen Daten mit eigenen Abschätzungen für eine bestimmte Gruppe (vor allem energie-intensive Unternehmen) erweitert werden (Frontier Economics / EWI, 2010; Ecofys / Fraunhofer ISI, 2014). Diese sind ebenfalls im Fortschrittsbericht aufgeführt. Allerdings erscheint die Datengrundlage für weitreichende Schlussfolgerungen augenblicklich noch nicht hinreichend belastbar. Dazu sollten einzelne Aspekte genauer beleuchtet werden, wie im Folgenden anhand der Besonderen Ausgleichsregelung im Rahmen des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes und des Stromsteuerspitzenausgleichs skizziert wird.

Merit-Order-Effekt erneuerbarer Energien, Besondere Ausgleichsregelung und europäische Dimension

339. Als Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien bezeichnet man den preissenkenden Effekt im Großhandelsmarkt, der mit dem Zubau erneuerbarer Energien verbunden ist. Zu Stunden hoher PV- und Windeinspeisung stellt sich ein tieferer Preis auf den Spotmärkten ein, der sich auch auf den mittleren

Preis auswirkt. Dieser Effekt ist auf die geringen Grenzkosten und den Einspeisevorrang erneuerbarer Energien zurückzuführen. Davon zu unterscheiden sind andere mögliche preissenkende Ursachen, wie vorhandene Überkapazitäten, geringes Wirtschaftswachstum, geringe Steinkohlepreise und geringe CO₂-Preise. Zahlreiche wissenschaftliche Publikationen haben sich in den letzten Jahren mit dem Merit-Order-Effekt auseinandergesetzt. Der Monitoring-Bericht der Bundesregierung von 2012 hat bereits eine Literaturübersicht vorgelegt (siehe für weiterführende Informationen zur Vergleichbarkeit Würzburg et al. (2013) und Cludius et al. (2014) für eine aktuelle Analyse).

340. Es wird unterschieden zwischen einem spezifischen und einem gesamten Merit-Order-Effekt. Der spezifische Merit-Order-Effekt gibt an, um wie viel Euro/MWh eine MWh Einspeisung erneuerbarer Energien den durchschnittlichen Day-ahead Preis verringert. Der gesamte Merit-Order-Effekt dagegen gibt an, um wie viel Euro/MWh der durchschnittliche Day-ahead Preis in einem Jahr höher ausgefallen wäre, gäbe es keine erneuerbare Einspeisung. In der Regel wird nur der gesamte Merit-Order-Effekt angegeben. Trotz der Verschiedenartigkeit der Ansätze gelangen die Studien zu ähnlichen Ergebnissen. Man kann in einem Fundamentalmodell einzelne Kraftwerksblöcke abbilden und anschließend den Strommarkt simulieren. Entsprechende Studien wählen in der Regel einen Kraftwerkspark ohne erneuerbare Energien als Bezugspunkt und vergleichen die auf diese Weise simulierten Großhandelspreise mit den tatsächlichen Großhandelspreisen. Bei ökonometrischen Studien werden die stündlichen Stromgroßhandelspreise als Funktion von exogenen Variablen dargestellt, darunter die jeweilige Einspeisung erneuerbarer Energien. Hat man auf diese Weise ein Erklärungsmodell der Preise, kann man in diesem Modell die Einspeisung erneuerbarer Energien fiktiv auf Null setzen und erhält dann ein höheres Großhandelspreisniveau, welches im Vergleich zum tatsächlichen Preisniveau den Merit-Order-Effekt erkennen lässt.

341. Über die EEG-Umlage werden die Differenzkosten der Erzeugung erneuerbarer Energien auf die Endverbraucher umgelegt. Je höher die Erzeugung aus erneuerbaren Energien ist, desto höher fällt auch die EEG-Umlage aus. Gleichzeitig vergrößert sich der preissenkende Effekt aus dem Merit-Order-Effekt.

342. Es sei jedoch darauf hingewiesen, dass der Merit-Order-Effekt nur die kurze Frist abbildet. Mit einer Umstrukturierung des konventionellen Kraftwerkparks könnte sich dieses Bild mittelfristig ändern. Ob der aktuelle Grenzkostenmarkt unter Berücksichtigung des soeben beschriebenen Mechanismus in der Lage ist, in Zukunft die nötigen Investitionsanreize für Backup-Kraftwerke zu schaffen, ist zumindest fraglich. Sofern die Finanzierung solcher Backup-Kraftwerke über den Energy-only-Markt oder einen allgemeinen Kapazitätsmarkt erfolgt, würde dies den Merit-Order-Effekt teilweise aufheben oder sogar in sein Gegenteil verkehren. Selbst unter Ausklammerung der Ausgaben für die EEG-Umlage könnten auf die Letztverbraucher höhere Strombeschaffungskosten zukommen als ohne den Ausbau erneuerbarer Energien.

343. Nicht nur die Höhe der EEG-Umlage ist von Interesse, sondern auch die Art und Weise wie sie auf Letztverbraucher umgelegt wird. Die Besondere Ausgleichsregelung (BesAr) des EEG (§ 40 bis § 44 in 2012 und § 63 bis § 69 in 2014) regelt die Ausnahmen bei der Zahlung der EEG-Umlage für besonders stromintensive Unternehmen. Die privilegierten Letztverbraucher zahlen eine verringerte EEG-Umlage auf die verbrauchte kWh. Die Rahmenbedingungen dieser Ausnahmen haben sich durch Novellierungen des EEG im Laufe der Jahre kontinuierlich geändert. Ein wesentlicher Spieler war die Europäische Kommission. Im Jahr 2011 reichte der Bund der Energieverbraucher e.V. eine Beschwerde bei der EU-Kommission ein, die im Dezember 2013 zur Eröffnung des formalen Verfahrens gegen die Bundesrepublik geführt hatte (EU-Kommission, 2013). Nach Auffassung der Bundesregierung dient die BesAR der Wahrung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit stromintensiver Unternehmen gegenüber Konkurrenten im Ausland. Ohne die Regelung bestünde die Gefahr von Carbon Leakage, also die Abwanderung stromintensiver Unternehmen ins Ausland. Treibhausgasemissionen würden dabei nicht verhindert werden, sondern lediglich an einem anderen Ort erfolgen.

344. Das EEG 2014 enthält reformierte Regeln zur Besonderen Ausgleichsregelung, der den Umwelt- und Beihilfeleitlinien der EU-Kommission vom 9. April 2014 (EU-Kommission, 2014b) sowie den Regelungen über den freien Warenverkehr des europäischen Primärrechts genügt. Mit den Veränderungen in dieser Novelle des EEGs wurde der Streit offiziell vom zuständigen Wettbewerbskommissar Almunia beigelegt.

345. Das EEG 2014 und die dazugehörige BesAr sind am 1. August 2014 in Kraft getreten. Im Großen und Ganzen geht die neue Regelung mit einer erhöhten Komplexität und einem entsprechend hohen Verwaltungsaufwand einher. Der Mehraufwand in den Behörden wird auf rd. 6,5 Mio. Euro jährlich geschätzt. Als Ergebnis stehen den Behörden (BMWi und BAFA) 108 zusätzliche Planstellen zu Verfügung. Eine Schätzung für den Mehraufwand der freien Wirtschaft ist mit hoher Unsicherheit verbunden. Die Expertenkommission vermutet aber, dass dieser 6,5 Mio. Euro deutlich übersteigt.

346. Dem neuen EEG sind Listen beigefügt, die bestimmte Branchen EU-gemäß als strom- oder handelsintensiv definieren. Stromintensive Unternehmen sind antragsberechtigt, insofern sie eine Stromkostenintensität von 16 % aufweisen (ab dem Antragsjahr 2015 mindestens 17 %). Handelsintensive Unternehmen dagegen sind erst antragsberechtigt, wenn sie eine Stromkostenintensität von 20 % aufweisen können. Privilegierte Unternehmen zahlen auf die erste verbrauchte GWh die volle EEG-Umlage, anschließend wird eine um 85 % geringere Umlage auf den Stromverbrauch erhoben. Mindestens beträgt diese aber 0,1 Cent/kWh. Die gesamten Kosten der EEG-Umlage dürfen aber 4 % (Cap bei Stromkostenintensität von weniger als 20 %) bzw. 0,5 % (Super-Cap bei Stromkostenintensität von mindestens 20%) der Bruttowertschöpfung nicht übersteigen. Das Gesetz legt demzufolge eine Unter- und Obergrenze der Belastung vor. Unternehmen, die bereits vorher in den Genuss des privilegierten Kreises gekommen sind haben Zeit sich bis 2019 an das neue Gesetz anzupassen: Ihre Belastung darf sich von Jahr zu Jahr maximal verdoppeln.

347. Für Unternehmen, die im Zuge der Novelle nicht mehr dem privilegierten Kreis angehören, gilt eine ähnliche Regelung. Die erste GWh wird mit der vollen EEG-Umlage belastet, der darüber hinausgehende Verbrauch allerdings mit 20 % der EEG-Umlage. Eine Obergrenze der Belastung gibt es in diesem Fall nicht. Auch für Schienenbahnen ändert sich mit dem neuen EEG die Regelung. Unternehmen kommen schon ab einem Stromverbrauch von mindestens 2 GWh in den Genuss der Ausnahme. Ist dieses Kriterium erfüllt, so zahlt das Unternehmen lediglich 20 % der EEG-Umlage auf jede verbrauchte Mengeneinheit. Zusammenfassend ist nicht zu erwarten, dass sich der Umfang der Vergünstigungen mit der Neuausgestaltung der BesAr verringert. Es wird vielmehr mit einer Stabilisierung des Begünstigtenkreises und des Umfangs der Begünstigung gerechnet.

348. Aus energiewirtschaftlicher Sicht stellen die Differenzkosten und die damit verbundene EEG-Umlage einen Großteil der Mehrkosten des Umbaus unseres Energiesystems dar. Daher ist es nachvollziehbar, Unternehmen, die im internationalen Wettbewerb stehen und diese Mehrkosten nicht an die Verbraucher weitergeben können, von diesen Mehrkosten zu befreien. Bei diesem Gedanken geht man davon aus, dass Konkurrenzunternehmen in anderen Ländern mit weniger ambitionierter Energiepolitik nicht die Kosten eines solchen Umbaus stemmen müssen und so die Gefahr einer Abwanderung der Unternehmen besteht. Wie in der Stellungnahme des letzten Jahres ausführlich beschrieben, plädiert die Expertenkommission dennoch dafür, dass sich stromintensive Unternehmen in erster Näherung an den Kosten in der Höhe des Merit-Order-Effekts beteiligen, da dieser die energiewendebezogenen Vorteile für die Unternehmen erfasst.

349. Die Integration Deutschlands im europäischen Strombinnenmarkt ist nicht zuletzt wegen seiner geographischen Lage von Interesse. Die Bundesrepublik bewirtschaftet Grenzkuppelstellen zu neun Nachbarstaaten: Niederlande, Luxemburg, Frankreich, Schweiz, Österreich, Tschechische Republik, Polen, Schweden und Dänemark. Die Übertragungskapazitäten dieser Interkonnektoren sind begrenzt und in vielen Stunden eines Jahres herrschen Engpässe, die ein effektives Management benötigen. Explizite Auktionen stellen eine präventive Engpassmanagementmethode dar, bei der Übertragungskapazitäten im Voraus unabhängig von den Energiemengen gehandelt werden. Sie gelten als ineffizient, sind aber mit geringem Verwaltungsaufwand zu implementieren. Implizite Auktionen dagegen gehen mit einem erhöhten Implementierungsaufwand einher, gelten aber als sehr effektiv. Ein wichtiger Meilenstein bei der Vollendung des europäischen Strombinnenmarkts ist das Erreichen eines einheitlichen Preises. Mit der Einführung des Market Coupling Mechanismus kommt Europa diesem Ziel einen Schritt näher. Im vortägigen Stromhandel werden implizite Auktionen zur Allokation dieser Ressource verwendet, wobei längerfristige Kontrakte nach wie vor über explizite Auktionen abgeschlossen werden können. Die Einführung dieses Mechanismus hat dazu geführt, dass sich die Preise der beteiligten Länder immer mehr angleichen. Deutschland und Dänemark bewirtschaften ihre Grenzkuppelstellen über Market Coupling seit 2009. Weiterhin ist Deutschland seit 2010 Teil der CWE-Region (Central Western Europe) und seit diesem Jahr der NWE-Region

(Northern Western Europe), die über Market Coupling miteinander verbunden sind.

350. Dieser zusammenwachsende Markt lässt erahnen, dass es auch in Zukunft lohnend ist Auswirkungen deutscher Energiepolitik auf den europäischen Strommarkt zu thematisieren. Diese Frage stellt sich insbesondere bei der Analyse des Merit-Order Effekts erneuerbarer Energien. Konvergieren die Großhandelspreise der einzelnen Strommärkte, so ist der preissenkende Effekt der erneuerbaren Energien mit Sicherheit auch im Ausland messbar. Erste grobe Schätzungen lassen vermuten, dass die Größenordnung dieses Effekts bei rund einem Viertel des deutschen Effekts liegen muss. Das bedeutet, dass ausländische stromintensive Unternehmen ebenfalls von dem Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland profitieren. Demzufolge müssten deutsche Unternehmen einen entsprechend geringeren Beitrag als den Betrag des Merit-Order-Effekts zahlen. Die Höhe dieser Zahlungen müsste jährlich durch die EU-Kommission bzw. die ENTSO-E im Rahmen der Prognose des Ausbaus erneuerbarer Energien berechnet werden.

Spitzenausgleich bei Energie- und Stromsteuer

351. Ein weiteres Beispiel für unterschiedliche Energiepreise von Unternehmen durch Entlastungsregelungen ist auch bei der Energie- und Stromsteuer zu beobachten (vgl. Abschnitt 3.6.). Der Fortschrittsbericht 2014 behandelt in dem Abschnitt I.8.1.6 die Neuregelung des sog. Spitzenausgleichs, über den Unternehmen des produzierenden Gewerbes auf Antrag von den beiden Steuern teil-entlastet werden. Auf Veranlassung der EU-Kommission wird der Spitzenausgleich seit 2013 nur noch gewährt, wenn die begünstigten Unternehmen einen Beitrag zur Steigerung der Energieeffizienz leisten. Ab 2015 soll der Spitzenausgleich nur noch gewährt werden, wenn sich die Energieintensität des produzierenden Gewerbes insgesamt um 1,3 % pro Jahr (2013 bis 2015) und um 1,35 % pro Jahr (ab 2016) verbessert.

352. Der Fortschrittsbericht 2014 verzichtet darauf, die quantitativen Wirkungen des Spitzenausgleichs zu diskutieren. Die im Rahmen eines Fortschrittsberichts zu behandelnden Fragen werden nicht angesprochen. Beispielsweise wäre es interessant zu wissen, in welchem Ausmaß die seit 2013 bedingte Gewährung des Spitzenausgleichs eine über die Trendentwicklung hinausreichende Verbesserung der Energieeffizienz im produzierenden Ge-

werbe erreicht hat. Es ist zu vermuten, dass genaue Zahlen in der Kürze der Zeit noch nicht erhoben werden konnten. Doch in diesem Fall sollte der Fortschrittsbericht zumindest erläutern, welche Schritte unternommen worden sind oder noch unternommen werden sollen, um diese Zahlen zu erheben. Zwar erwähnt der Fortschrittsbericht eine geplante Evaluation im Jahr 2017, doch schon angesichts der Komplexität einer solchen Evaluation wäre es erforderlich, zumindest Vorüberlegungen und Vorschläge für die Untersuchungsfragen und die Untersuchungstiefe zu skizzieren, um unter allen Beteiligten ein Problembewusstsein und einen Diskussionsprozess in Gang zu bringen.

353. Dem Bekunden der Bundesregierung zufolge soll der Spitzenausgleich die internationale Wettbewerbsfähigkeit des Verarbeitenden Gewerbes dienen. Abgesehen davon, inwieweit alle begünstigten Unternehmen des Verarbeitenden Gewerbes tatsächlich dem internationalen Wettbewerb ausgesetzt sind, stellt sich zwangsläufig auch die Frage, ob die mit Energiemanagementsystemen oder administrativ verlangte Verbesserungen der Energieeffizienz Mehrkosten verursachen, denen zufolge die internationale Wettbewerbsfähigkeit doch noch beeinträchtigt sein könnte und damit die mit dem Spitzenlastausgleich verbundenen Intentionen verfehlt werden. Leider thematisiert der Fortschrittsbericht 2014 auch diesen Aspekt nicht.

11.3 Energiekosten

354. Energiepreise sind nur ein Einflussfaktor auf die tatsächlichen Energiekosten von Unternehmen. Unterschiede in den Energiekosten innerhalb eines Sektors resultieren aus unterschiedlichen (regionalen) Energiepreisen und der individuellen Energieintensität. Ein besserer Indikator wäre daher die tatsächlichen Energiekosten im Verhältnis zum Wert des Outputs (zumindest auf Sektorebene). Diese sollten dann mit denen nationaler und internationaler Wettbewerber verglichen werden, um die regionale Entwicklung von Energiekosten zu dokumentieren. Für europäische Vergleiche liegen Daten von Eurostat aus der „Structural Business Statistics“-Datenbank (SBS) vor, mit deren Hilfe der Anteil der Energiekosten an den gesamten Produktionskosten auf Sektor-Ebene (dreistellige NACE-Klassifikation) berechnet werden kann (EU-Kommission, 2014c). Dies erlaubt Aussagen über das Ausmaß der Auswirkungen von Energiekostenentwicklungen.

355. Im nächsten Schritt sollten die Energiestückkosten betrachtet werden. Diese zeigen die Kosten des Energieeinsatzes pro Einheit Wertschöpfung an (vgl. EU-Kommission, 2014d). Energiestückkosten werden auch bereits im Fortschrittsbericht für einzelne Wirtschaftszweige in Deutschland angegeben. Die Werte zeigen, dass die Sektoren zum Teil stark heterogen bezüglich ihrer Energiestückkosten sind. So liegt der Anteil der Energiekosten an der Bruttowertschöpfung 2012 zwischen 4 % (Gewinnung von Erdöl und Erdgas) und 110 % (Herstellung von Industriegasen), während der Mittelwert für das Verarbeitende Gewerbe 7,6 % und für den Wirtschaftszweig Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden 17,6 % beträgt (vgl. BMWi, 2014a, Tabelle I.8.5).

356. Der Ansatz der Energiestückkosten sollte in zukünftigen Monitoring-Berichten auf einen internationalen Vergleich über die Zeit ausgeweitet werden, um auch die Entwicklung in anderen Ländern zu berücksichtigen. Dies würde auch eine bessere Beurteilung der Wirkungen von Maßnahmen im Fortschrittsbericht ermöglichen. Die notwendigen Daten könnten etwa auf der „World Input-Output Database“ (WIOD) basieren, die weltweit 40 Länder (inkl. 27 EU Staaten) und 35 Industrien umfasst (WIOD, 2014).⁴⁴ Damit ist ein Ländervergleich der Höhe und der Entwicklung eines Indikators, der sowohl Energiepreise als auch Energieintensität misst, innerhalb eines einheitlichen Sektors möglich.⁴⁵ Zudem sind in diesem Indikator die Auswirkungen von Effizienzentwicklungen und von Innovationen bereits enthalten.

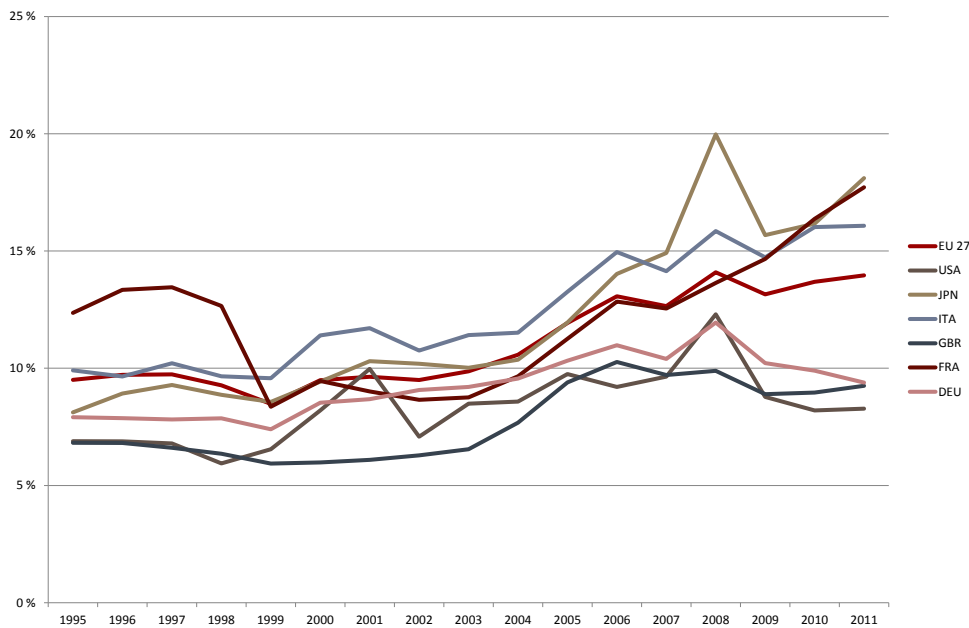
357. Die WIOD Daten verfügen zwar über eine hohe Auflösung der Energieträger, allerdings sind energie-intensive Sektoren nur sehr grob abgebildet. Deshalb sind Verbesserungen der Datenbasis notwendig. Der Anteil der Energiekosten an der Bruttowertschöpfung für das verarbeitende Gewerbe in Deutschland auf Basis von WIOD Daten (18 % in 2011) weicht stark von dem Wert des Statistischen Bundesamts (7,3 % in 2011) ab. Die Differenz ist vor allem auf einen Sektor („Kokerei und Mineralölverarbeitung“) zurückzuführen,

⁴⁴ Die „World Input-Output Database“ wurde im Rahmen des 7. Rahmenforschungsprogramms der EU erstellt.

⁴⁵ Diese können jedoch nur bis zum Jahr 2009 differenziert werden. Danach fehlen Daten zum Energieeinsatz in physischen Einheiten, die notwendig sind, um die Energiestückkosten aufzuteilen.

der den Wert in den WIOD Daten stark nach oben treibt (ca. 8 Prozentpunkte). Ohne diesen Sektor sind die Daten denen vom Statistischen Bundesamt ähnlicher. Da diese Datenunsicherheiten noch geklärt werden müssen, wird der Sektor im Folgenden zunächst ausgeschlossen.

Abb. 11-4: Energiestückkosten im Verarbeitenden Gewerbe (ohne Kokerei und Mineralölverarbeitung)



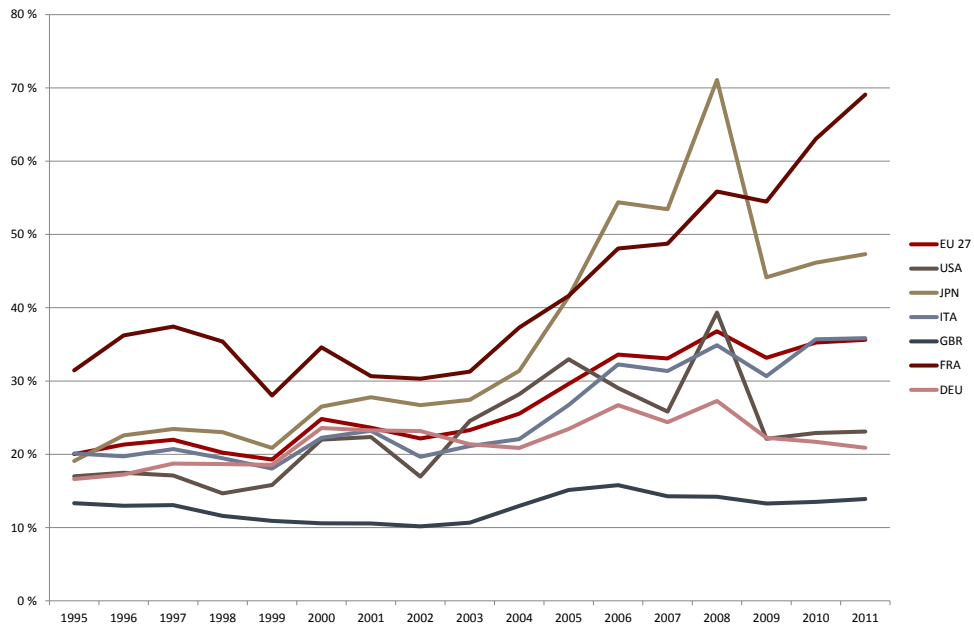
Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von WIOD Daten

358. Zur Berechnung der Energiestückkosten werden die aggregierten Energiekosten (Strom, Erdgas, Kohle, Öl) in dem jeweiligen Sektor durch die Wertschöpfung des Sektors dividiert. Die Energiestückkosten für das verarbeitende Gewerbe weisen über den Zeitverlauf eine ähnliche Höhe wie die der USA und Großbritannien auf und liegen unter dem Mittelwert für die Europäische Union (EU 27)⁴⁶. Ab 2008 ist zudem ein Abwärtstrend erkennbar, entgegen dem leicht steigenden Trend des europäischen Mittelwerts. Die Spanne zwischen der EU und Deutschland wächst entsprechend (Abb. 11-4).

⁴⁶ In der WIOD Datenbank befinden sich keine Daten für Kroatien.

359. Einzelne Wirtschaftssektoren im Verarbeitenden Gewerbe sind sehr heterogen. So scheinen die Energiestückkosten im Chemiesektor in Deutschland eher unterdurchschnittlich zu sein (Abb. 11-5), der Kostenanteil im Textilbereich ist allerdings höher als in den Vergleichsländern (Abb. 11-6). Dies macht deutlich, dass differenziertere und detailliertere Indikatoren – mindestens auf Sektorebene – notwendig sind.

Abb. 11-5: Energiestückkosten im Sektor "Chemie und chemische Produkte"



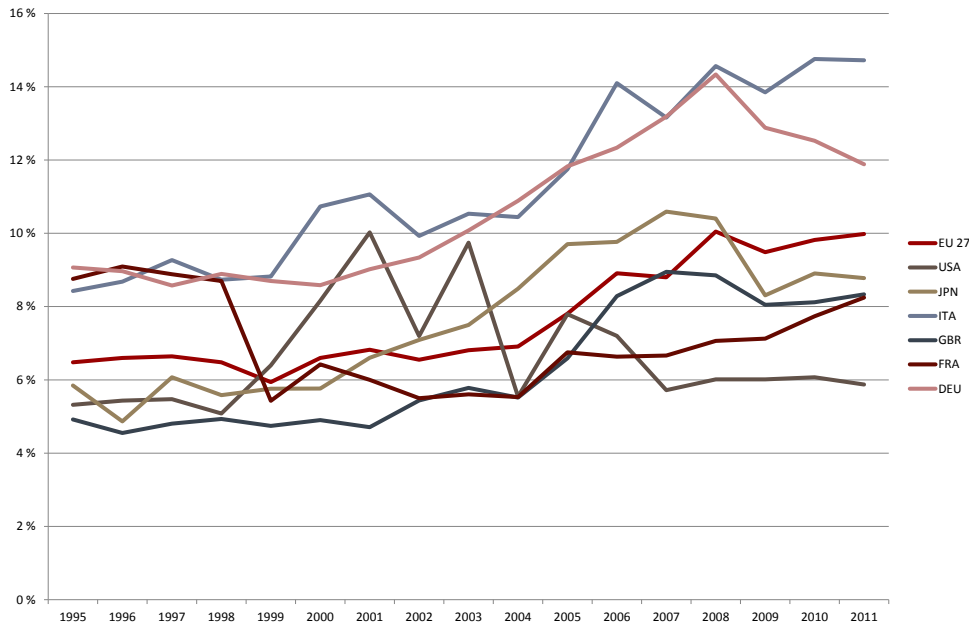
Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von WIOD Daten

360. Aus der Tabelle I.8.5. im Fortschrittsbericht 2014 wird deutlich, dass eine noch tiefere Sektorenaufschlüsselung der Daten notwendig ist, da der Anteil der Energiekosten an der Bruttowertschöpfung auch in den Subsektoren innerhalb eines Sektors stark schwanken kann. Die Untersektoren „Herstellung von Ziegeln und sonstiger Keramik“ mit 38,5 % und „Herstellung von Kalk und gebranntem Gips“ mit 71 % definieren eine hohe Bandbreite. In den WIOD Daten ist allerdings nur der übergeordnete Sektor „Andere nicht-metallische Mineralien“⁴⁷ zu beobachten. Hierbei muss der Konflikt zwischen der Tiefe des

⁴⁷ Dieser entspricht dem Sektor C23 „Herstellung von Glas und Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden“ aus der Klassifikation der Wirtschaftszweige 2008.

Detailgrades und dem Aufwand der Konsistenz bei Ländervergleichen beachtet werden. Allerdings wird klar, dass für etliche der energieintensiven Subsektoren auf Basis der bestehenden Datengrundlagen nur schwer Rückschlüsse getroffen werden können.

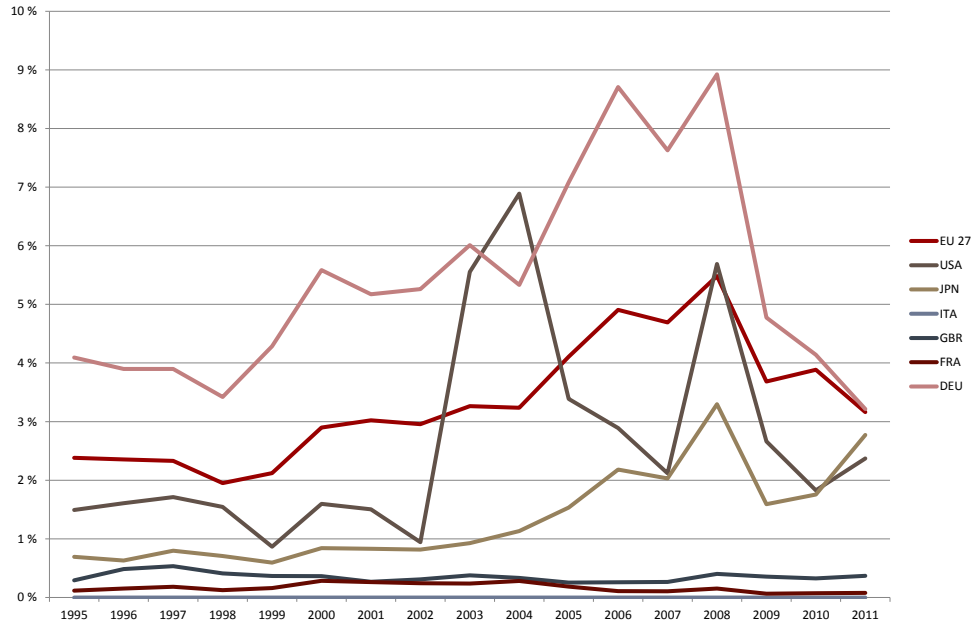
Abb. 11-6: Energiestückkosten im Sektor "Textil und Textilprodukte"



Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von WIOD Daten

361. Die Energiestückkosten können energieträger-spezifisch berechnet werden. In den WIOD Daten sind vier verschiedene Kategorien von Energieträgern enthalten: i) „Steinkohle, Braunkohle; Torf“, ii) „Erdgas und Rohöl“, iii) „Koks, raffinierte Erdölprodukte, Kernbrennstoff“ sowie iv) „Elektrizität, Gas, Dampf und Warmwasser“. Kohle weist für nahezu alle Sektoren den geringsten Anteil an den Gesamtenergiestückkosten auf. Der Anteil der Ausgaben für den Einsatz von Erdgas und Rohöl an der Bruttowertschöpfung hat ebenfalls nur eine geringe Relevanz – mit Ausnahme des Chemiesektors (Abb. 11-7). In diesem gleichen sich die Kostenanteile bis 2011 fast vollständig dem Mittelwert der Europäischen Union an, bleiben jedoch im Vergleich zu Japan und den USA eher hoch. Insgesamt weist Deutschland auf Basis der WIOD-Daten im Chemiesektor jedoch einen geringeren Energiekostenanteil im Vergleich zu anderen Ländern auf.

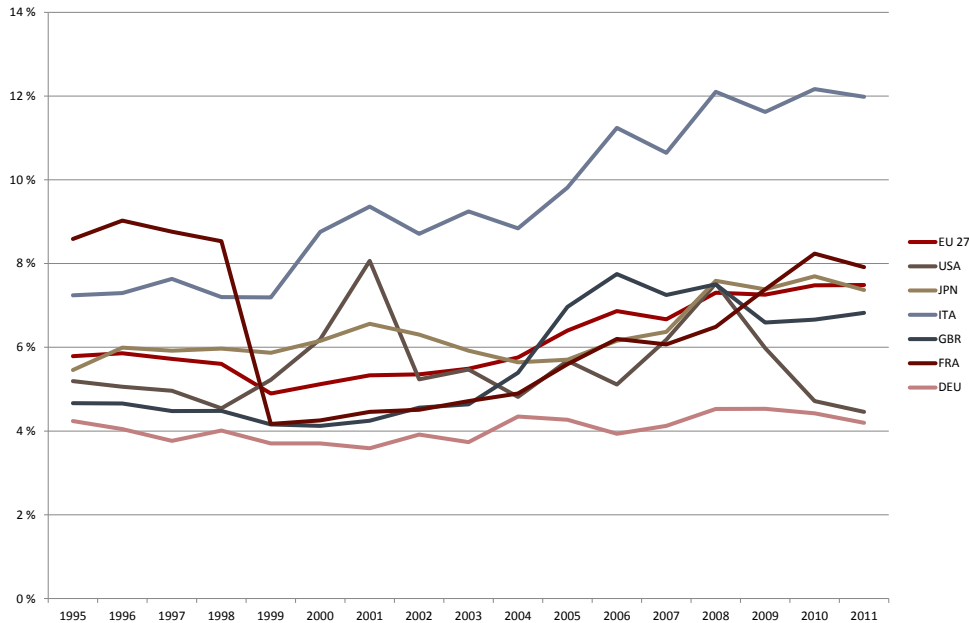
Abb. 11-7: Kostenanteil von Erdgas und Rohöl an der Bruttowertschöpfung im Sektor "Chemie und chemische Produkte"



Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von WIOD Daten

362. „Koks, raffinierte Erdölprodukte und Kernbrennstoffe“ haben den zweithöchsten Anteil. Dies ist vermutlich auf das Koks und die Erdölprodukte zurückzuführen, die im Produktionsprozess eingesetzt werden. Elektrizität und die anderen Komponenten dieser Energieträgergruppe (Gas, Dampf und Warmwasser) weisen den größten Anteil der Energiestückkosten aus (Abb. 11-8). Die Position Deutschlands ist in den verschiedenen Sektoren unterschiedlich: in einigen Sektoren weist Strom in Deutschland im Ländervergleich die geringsten Kostenanteile auf, in anderen befindet sich Deutschland eher im Mittelfeld. Auch in der energieträger-spezifischen Analyse werden keine signifikanten Kostennachteile für Deutschland deutlich – mit Ausnahme von Rohöl und Erdgas im Chemiesektor. Beides sind Einflussfaktoren, die hauptsächlich externen Einflüssen unterworfen sind.

Abb. 11-8: Anteil der Kosten für Elektrizität, Gas und Wasserdampf an der Bruttowertschöpfung im Verarbeitenden Gewerbe (ohne Kokerei und Mineralölverarbeitung)



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von WIOD Daten

11.4 Wettbewerbsfähigkeit

363. Aus den internationalen Vergleichen von Energiekosten können allerdings nicht ohne Einschränkungen allgemeine Aussagen zur Entwicklung der Wettbewerbsfähigkeit getroffen werden. Eine Steigerung der Energiekosten ist zum Beispiel weniger schädlich für die Wettbewerbsfähigkeit des Unternehmens, wenn diese Kosten dauerhaft auf die Kunden überwältigt werden können. Für die Analyse der Auswirkungen von Energiekosten auf Wettbewerbsfähigkeit wäre der Anteil der realen Energiestückkosten, der nicht überwältigt werden kann, notwendig. Dieser Indikator ist jedoch nicht beobachtbar. Die Überwälzung von Inputpreisteigerungen auf Outputpreise kann daher nur geschätzt werden (siehe zum Beispiel Oberndorfer et al., 2010). Andere eher indirekte Indikatoren, um die Wettbewerbsintensität auf dem Absatzmarkt einzuschätzen, sind z. B. die Handelsintensität (Anteil von Importen und Exporten) oder Konzentrationsraten bzw. Marktanteile von Unternehmen in Absatzmärkten oder Sektoren. Neben dem rein deskriptiven Vergleich von Indi-

katoren müssen daher ergänzende ex-post Analysen treten, die z. B. Methoden aus der Politikevaluation auf Firmen- bzw. Betriebsebene verwenden (z. B. Petrick und Wagner, 2014). Die Bestimmung von kausalen Effekte setzt ebenfalls die Verfügbarkeit von Mikrodaten voraus (vgl. Abschnitt 3.5). Eventuell könnte eine verbesserte Datenbasis auch fundierte Aussagen zu der befürchteten Verlagerung von Emissionen (entweder durch einen Wechsel des Produktionsstandortes oder vermehrter Produktion in Regionen mit weniger strikten Regulierungen) getätigt werden. Dechezleprêtre et al. (2014) versuchen dies anhand von Daten über den CO₂-Ausstoß von multinationalen Unternehmen zu untersuchen. Auch wenn eine kausale Wirkung des Europäischen Emissionshandelssystems auf Verlagerungen von CO₂ Emissionen noch nicht hergestellt werden kann, gilt es als Beispiel dafür, dass ergänzende Studien notwendig sind, um zum Beispiel die Effekte von regional unterschiedlicher Regulierung besser identifizieren zu können.

11.5 Handlungsempfehlungen

364. Der Fortschrittsbericht der Bundesregierung dokumentiert die nationale Entwicklung von Energiepreisen und der Komponenten bei Endverbraucherpreisen. Im Fortschrittsbericht werden Endverbraucherpreise für Strom in Deutschland mit anderen EU-Staaten verglichen. Deutschland liegt dabei im oberen Drittel. Die Energiekosten im Verhältnis zum Bruttoproduktionswert und zur Bruttowertschöpfung in verschiedenen Sektoren des Produzierenden Gewerbes werden ebenfalls dargestellt. Diese Betrachtungen reichen jedoch nicht aus, um die Frage der Wettbewerbswirkungen der Energiewende zu beantworten.

365. Hierzu müssen die Energiekosten besser erfasst (siehe Diskussion um Merit-Order-Effekt), sektoral besser disaggregiert, im Zeitablauf betrachtet und international gegenübergestellt werden. Die Expertenkommission hat hierzu einen ersten Vorschlag gemacht. Daneben sind andere Einflussfaktoren von Standortwahlentscheidungen zu berücksichtigen und darzustellen. Weiterführende Analysen sollten sich etwa mit der Überwälzbarkeit der Energiekosten in verschiedenen Sektoren beschäftigen. Hierdurch können die Entwicklung der Energiekosten im Kontext betrachtet und so die Debatte um mögliche Standortnachteile versachlicht werden.

366. Die Expertenkommission sieht großen Handlungsbedarf die bestehende Datenlage nicht nur auf nationaler, sondern auch auf internationaler Ebene zu verbessern. Dazu sollten die bestehenden Datenbanken vervollständigt werden, v.a. durch eine obligatorische Teilnahme von energie-intensiven Unternehmen an den Erhebungen, sowie Plausibilitäts- und Konsistenzüberprüfungen (vor allem im Fall der IEA Daten). Kurzfristig können Fallstudien für einzelne Sektoren sinnvoll sein, da diese detailliertere Daten als die bestehenden Datensätze liefern können. Jedoch bieten Fallstudien nur einen fokussierten Blick, so dass allgemeine Tendenzen nur schwierig zu identifizieren sind. Zudem kann die Repräsentativität der Ergebnisse durch eine zu geringe Stichprobe gefährdet sein. Wünschenswert wäre langfristig zudem ein internationaler Vergleich von Endverbraucherpreisen auf Basis von administrativ erhobenen Daten auf Firmen- bzw. Betriebsebene, die eine breitere und zugleich detailliertere Datengrundlage bieten.

12 Gesamtwirtschaftliche Effekte

Das Wichtigste in Kürze

Eine volkswirtschaftliche Analyse der Energiewende sollte mit dem Jahr 2000 beginnen. Obwohl die Energiewende formal erst im Jahr 2010 (mit der Verlängerung der Kernenergielaufzeiten) und dem Jahr 2011 (definitiver Ausstieg aus der Kernenergie bis 2022) begann, werden die mit dem EEG ausgelösten Investitions- und Kosteneffekte in der Öffentlichkeit mit dem Wandel der Elektrizitätserzeugung von fossilen zu erneuerbaren Energiequellen in Verbindung gebracht. Das kontrafaktische Szenarium würde dann auf der Annahme beruhen, dass es seit 2000 weder zu einer primärenergie- noch einer stromseitigen Vergrößerung des Anteils der erneuerbaren Energien gekommen sei.

Wenn am Bestandsschutz für die gesetzlichen EEG-Vergütungen festgehalten wird, haben alle bisher errichteten EEG-Anlagen noch für einen mehr oder weniger langen Zeitraum Anspruch auf eine Mindestvergütung von kumuliert rund 250 Mrd. Euro. Soweit mit den Investitionen in erneuerbare Energien der letzten Jahre privater Konsum oder private Investitionen nicht verdrängt worden sind, handelt es sich um eine binnenländische Zusatznachfrage mit positiven Wirkungen auf Wachstum und Beschäftigung (gesamtwirtschaftlich äquivalent zu Deficit Spending). Auch der Anstieg der Handelsbilanz-Überschüsse in den letzten Jahren könnte auf der Energiewende beruhen und muss nicht allein eine Folge anderer Wettbewerbsvorteile sein (zurückhaltende Lohnentwicklung, relative Schwäche des Euro gegenüber anderen Währungen etc.).

In den kommenden Jahren dürften die positiven Wachstumseffekte des EEG allerdings entfallen oder sich sogar in ihr Gegenteil verkehren. Dies liegt unter anderem an sinkenden spezifischen Ausgaben für EEG-Anlagen und gleichzeitig noch weiter steigenden jährlichen EEG-Umlagen. Es gibt daher plausible Gründe für die Vermutung, dass sich der bisher positive Wachstums- und Arbeitsplatzeffekt der Energiewende in den kommenden Jahren in sein Gegenteil verkehrt – es sei denn, neue volkswirtschaftlich über Schulden finanzierte Programme, etwa zur Förderung der Energieeffizienz oder einer Speicher-Infrastruktur, würden diesen Negativtrend umkehren.

12.1 Aussagen des Fortschrittsberichts

367. Der Fortschrittsbericht 2014 enthält zwei umfangreiche Kapitel mit Aussagen über die quantitative Höhe der Energiewende-Impulse für Wachstum, Investitionen und Beschäftigung. Die Aussagen beruhen teilweise auf einem Gutachten von GWS / EWI / Prognos (2014) für das BMWi, welches u.a. auf dem Modell PANTHA RHEI beruht und konkret die Zeiträume 2010-2013 und 2014-2020 betrachtet. Dabei werden zwei Szenarien miteinander verglichen: zum einen das sogenannte Energiewende-Szenario, das von 2010 bis 2013 auf der tatsächlichen Entwicklung basiert und ab 2014 die Entwicklung der Energiereferenzprognose von Prognos / EWI / GWS (2014) abbildet, und zum anderen das kontrafaktische Szenario, das die Entwicklung des Referenzszenarios aus den „Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung“ aus dem Jahr 2010 (Prognos / EWI / GWS, 2010) mit aktualisierten Rahmendaten enthält. Die Differenz zwischen den Szenarien wird dann als Nettoeffekt der Energiewende interpretiert. Das Gutachten beschränkt die gesamtwirtschaftlichen Betrachtungen auf den Ausbau der erneuerbaren Elektrizitätserzeugung und die energetische Gebäudesanierung.

368. Die für die gesamtwirtschaftliche Bewertung entscheidenden Aussagen finden sich in dem sehr umfangreichen GWS / EWI / Prognos Gutachten auf den Seiten 74 bis 89 und werden in Tabelle 4-31 auf S. 85 zusammengefasst.

- Im Zeitraum zwischen 2010 und 2013 ist das deutsche Bruttoinlandsprodukt (BIP) durch die Energiewende um 4,0 bis 14,7 Mrd. Euro oder 0,15 bis 0,57 % gestiegen. Die geringeren Werte beziehen sich auf das Jahr 2013. Der Wachstumsimpuls der Energiewende ist also zuletzt rückläufig, und zwar vor allem deshalb, weil die Ausrüstungsinvestitionen inzwischen kaum noch größer sind als im kontrafaktischen Szenario ohne Energiewende.
- Im Jahr 2013 verzeichnet die Energiewende einen zusätzlichen Beschäftigungsimpuls von nur noch 22.000 zusätzlichen Erwerbstätigen oder 0,05 %. Zwar wird der Beschäftigungsimpuls des EEG im Gutachten auf rund 260.000 Erwerbspersonen im Jahr 2013 beziffert, doch gibt es den größten Teil dieses Beschäftigungsimpulses auch im kontrafaktischen Szenario ohne Energiewende.

- In der Vorausschau bis zum Jahr 2020 wird der Zusatzbeitrag der Energiewende zum BIP in den verbleibenden Jahren des laufenden Jahrzehnts 3 Mrd. Euro nicht übersteigen. Gleiches gilt auch für den erwarteten zusätzlichen Beschäftigungsimpuls, der sich vor allem auf das Baugewerbe konzentriert (Folge der unterstellten energetischen Gebäudesanierung), während es insbesondere im Dienstleistungssektor zu einem Beschäftigungsrückgang kommen könnte.
- Im Zeitraum bis 2020 werden durch die Energiewende Energieimporte von bis zu 3 Mrd. Euro jährlich eingespart, was etwa 0,15 % der deutschen Importe oder 1 % des deutschen Außenbeitrags entspricht.

369. Im Fortschrittsbericht 2014 der Bundesregierung werden diese Ergebnisse genannt, doch ohne eine Bewertung. Aus Sicht der Expertenkommission nehmen sich die volkswirtschaftlichen Auswirkungen der Energiewende, des nach der Wiedervereinigung größten Modernisierungsprojekts der deutschen Volkswirtschaft, recht bescheiden aus: Die im Fortschrittsbericht ausgewiesenen volkswirtschaftlichen Effekte sind sehr gering, so dass fraglich ist, ob die Effekte in den beiden Szenarien wirklich verschieden sind oder noch im Bereich der statistischen Unsicherheit liegen, die es in allen gesamtwirtschaftlichen Modellen gibt.

12.2 Ungeeignete Gegenüberstellung von Szenarien

370. Die vermeintlich vernachlässigbaren gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen der Energiewende sind darauf zurückzuführen, dass in den Analysen für den Fortschrittsbericht 2014 im Zeitraum zwischen 2000 (dem Wirksamwerden des EEG) und 2010 (Beschluss der Bundesregierung zur Energiewende in Verbindung mit der Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke) keine Unterschiede zwischen den untersuchten Szenarien „Energiewende“ und „kontrafaktisches Szenarium“ getroffen werden.

371. Nun ist aber der Anteil der erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch bereits im Zeitraum 2000 bis 2010 kräftig (von 2,9 auf fast 10 %) gestiegen und die Strombereitstellung aus erneuerbaren Energien expandierte von 36 auf 105 TWh (BMW, 2014h). Zweifellos dürften diese Entwicklungen nicht ohne gesamtwirtschaftliche Auswirkungen geblieben sein. Es ist daher

schlecht nachvollziehbar, warum die Bundesregierung dies nicht in ihre Betrachtungen einfließen lässt.

372. Die Expertenkommission ist über das Ergebnis überrascht, dass die Unterschiede zwischen den Szenarien vor allem in den frühen Perioden des Vergleichs größer sind als in späteren Jahren. Methodisch ist nicht ganz nachvollziehbar und intransparent beschrieben, inwieweit diese Differenzen tatsächlich allein durch die Beschlüsse zum Energiekonzept und zur Energiewende ausgelöst wurden.

12.3 Das EEG als zusätzlicher Nachfrageimpuls aus dem Inland

373. Trotz dieser Zweifel an den Aussagen des Fortschrittsberichts 2014 kann es hier nicht die Aufgabe sein, eine weitere quantitative Studie zu den gesamtwirtschaftlichen Wirkungen vorzulegen. Doch kann eine Skizze der volkswirtschaftlichen Zusammenhänge und der mit der Energiewende verbundenen makroökonomischen Wirkungszusammenhänge hilfreich sein. Die entsprechenden Überlegungen werden nachfolgend an Hand von groben Schätzwerten veranschaulicht, die jedoch nur approximativen Aussagegehalt haben.

374. Eine volkswirtschaftliche Analyse der Energiewende sollte mit dem Jahr 2000 beginnen. Obwohl die Energiewende formal erst im Jahr 2010 (mit der Verlängerung der Kernenergielaufzeiten) und dem Jahr 2011 (definitiver Ausstieg aus der Kernenergie bis 2022) begann, werden die mit dem EEG ausgelösten Investitions- und Kosteneffekte in der Öffentlichkeit mit dem Wandel der Elektrizitätserzeugung von fossilen zu erneuerbaren Energiequellen in Verbindung gebracht. Das kontrafaktische Szenarium würde dann auf der Annahme beruhen, dass es seit 2000 weder zu einer primärenergie- noch einer stromseitigen Vergrößerung des Anteils der erneuerbaren Energien gekommen sei. Seit dem Jahr 2000 überstiegen die vom Ausbau erneuerbarer Energien und den anderen energiepolitischen Maßnahmen jährlich ausgelösten Nachfrageeffekte (Investitionen, laufende Ausgaben für Wartung und Unterhalt der erneuerbarer Energien Anlagen, laufende Ausgaben für die Biogas-Bereitstellung etc.) die von den Letztverbrauchern und Steuerzahlern jährlich geleisteten Zusatzzahlungen für Energiedienstleistungen. Hierbei muss beachtet werden, dass die zusätzlichen Nachfrageimpulse nicht nur im Inland entstehen, sondern auch im Ausland. Dieser Effekt auf das Bruttoinlandsprodukt

und die Beschäftigtenzahlen wird im nachfolgenden Abschnitt 12.4 besprochen.

375. Besonders prominent sind hier die durch erneuerbare Energien ausgelösten Investitionen einerseits und die EEG-Umlage andererseits. Aus volkswirtschaftlicher Sicht wirkt das EEG ähnlich wie ein staatliches Deficit Spending Programm bzw. eine Ausweitung der staatlichen Neuverschuldung zwecks Ankurbelung der Wirtschaft: Die Investitionen in erneuerbare Energien und die anderen Energiewende bedingten Ausgaben werden überwiegend durch quasi öffentlich besicherte Kredite finanziert, nur dass der Schuldendienst im Fall des EEG nicht auf die künftigen Steuerzahler fällt, sondern auf die künftigen Elektrizitäts-Letzverbraucher.

376. Wenn man am Bestandsschutz für die gesetzlichen EEG-Vergütungen festhält, haben alle bisher errichteten EEG-Anlagen für insgesamt 20 Jahre Anspruch auf eine Mindestvergütung. Beschränkt man sich auf die Ende 2013 noch verbleibenden Zahlungsverpflichtungen, resultiert daraus kumuliert ein Gesamtbetrag von rund 250 Mrd. Euro – das aktuelle gesamtwirtschaftliche Kreditvolumen des EEG (entsprechend mehr als 10 % der offiziellen Staatsverschuldung Deutschlands). Die Summe errechnet sich aus der Bruttoförderung (sie hängt unter anderem ab von der jeweiligen Erzeugung aus erneuerbaren Energien) abzüglich der erwarteten künftigen Marktwerte der erzeugten Elektrizität. Diese Marktwerte hängen insbesondere ab von der erwarteten Day-ahead-Preisentwicklung. Die vorgenannten 250 Mrd. Euro beruhen auf einem 2 %-Preisanstieg pro Jahr auf 53 Euro/MWh (Baseload) im Jahr 2030.

377. Die Energiewende kann nur dann einen signifikanten Wachstumseffekt initiieren, wenn sie mit einer Zusatznachfrage verbunden ist. Deshalb muss die Frage geklärt werden, ob es sich um volkswirtschaftlich zusätzliche Investitionen handelt oder ob die mit den EEG-geförderten Investitionen andere Investitionen oder Konsumausgaben verdrängt werden. Dazu müssen mögliche Restriktionen bei den Produktionsfaktoren Arbeit und Kapital beachtet werden. Bei einer Knappheit an Fachkräften könnte der wirtschaftliche Impuls zu einer Verringerung anderer produktiver Aktivitäten im Inland führen. Ähnlich würde es sich bei einem Kapitalmangel verhalten (so genanntes Crowding-out). Sollte eine sorgfältige empirische Modellierung diese Sachverhalte als

relevant einschätzen, würden die folgenden Schlussfolgerungen nicht oder nur in abgeschwächter Form gelten.

378. Der Effekt einer volkswirtschaftlichen Zusatz-Nachfrage auf das Bruttoinlandsprodukt (BIP) ergibt sich aus dem so genannten Multiplikator-Effekt: Investitionen erzeugen nicht nur in den unmittelbar betroffenen Liefersektoren (Maschinenbau, Elektrotechnik, Bauwirtschaft, ...) eine zusätzliche Wertschöpfung, sondern in mehr oder weniger großem Umfang auch in allen anderen Sektoren. Leider finden sich im Fortschrittsbericht 2014 oder im GWS / EWI / Prognos Gutachten keine quantitativen Hinweise auf die sektoralen Multiplikatoren. Doch bei einem Multiplikator von größer als eins dürfte der bis Ende 2013 aggregierte volkswirtschaftliche Nettoeffekt des EEG auf die aggregierte Nachfrage kaum unter 300 Mrd. Euro liegen. Das sind etwa 10 % des nominalen BIP des Jahres 2013.

379. Diese Betrachtungen lassen vermuten, dass der Umbau der Energiewirtschaft mit einem deutlichen Wachstumsimpuls verbunden sein dürfte. Es könnte sogar sein, dass ein wesentlicher Teil des Wirtschaftswachstums der vergangenen Jahre durch das EEG und andere energiewirtschaftliche Investitionsprogramme verursacht wurde. Der Bundesregierung wäre zu empfehlen, diesem Sachverhalt noch einmal vertieft nachzugehen und über eine empirische makroökonomische Modellierung zu verifizieren.

12.4 Das EEG als zusätzlicher Nachfrageimpuls aus dem Ausland

380. Die bisherigen Betrachtungen beziehen sich ausschließlich auf die durch das EEG ausgelöste zusätzliche Inlandsnachfrage. Ein positiver Nachfrageeffekt kann aber auch Folge steigender Handelsbilanz-Überschüsse sein. In diesem Fall entsteht im Inland ein zusätzlicher Wachstumsimpuls mit den entsprechenden Arbeitsplätzen.⁴⁸ Eine volkswirtschaftliche Analyse der außenwirtschaftlichen Auswirkungen der Energiewende sollte also unbedingt danach fragen, in wie weit die in den letzten Jahren gestiegenen Handelsbilanz-

⁴⁸Dieser Wachstums- und Beschäftigungsvorteil erfolgt allerdings zu Lasten des Auslands, sofern die Handelsströme nicht den komparativen Spezialisierungsvorteilen entsprechen und damit global wachstumsfördernd sind.

Überschüsse auf die Energiewende zurückzuführen sind oder eine Folge anderer Wettbewerbsvorteile sind (zurückhaltende Lohnentwicklung, Schwäche des Euro gegenüber anderen Währungen, ...).

381. Der Fortschrittsbericht 2014 nennt eine Reihe von Einzelaspekten, die einen Einfluss auf den Außenbeitrag der deutschen Wirtschaft und die damit verbundenen Arbeitsplatzeffekte haben.

- Verminderte Importe fossiler Energien: Im volkswirtschaftlichen Kontext kommt es nicht auf die physischen Handelsvolumina, sondern die wertmäßigen Handelsvolumina an. In der letzten Zeit sind die Weltenergiepreise rückläufig. Sollte dies ein erstes Zeichen dafür sein, dass die deutsche Energiewende international nachgeahmt wird, dürfte der Außenbeitrag künftig noch stärker steigen als dies in den mengenmäßigen Importen zum Ausdruck kommt.
- Vermehrte Netto-Exporte durch Technologien für erneuerbare Energien und Energieeffizienz: Dem Fortschrittsbericht 2014 zufolge ist dieser Effekt vernachlässigbar, da den deutschen Exporten Importe in nahezu der gleichen Höhe gegenüberstehen.
- Vermehrte Importe als Folge des mit dem EEG und anderen energiebedingten Investitionen verbundenen binnenwirtschaftlichen Wachstumseffekts (Lokomotiv-Theorie). Dieser Aspekt wird im Gutachten von GWS / EWI / Prognos angesprochen aber nicht quantifiziert.

382. Für die volkswirtschaftliche Beurteilung entscheidend sind jedoch nicht diese Einzelaspekte, sondern die aggregierten Auswirkungen der Energiewende auf das außenwirtschaftliche Gleichgewicht. Aktuell verfügt Deutschland über einen stark positiven Außenbeitrag von mehr als 6 % des BIP. Laut Fortschrittsbericht wurden im Jahr 2012 durch die erneuerbaren Energien und die seit 1995 eingeleiteten Effizienzmaßnahmen Importe von rund 34 Mrd. Euro vermieden. Dies entspricht 1,2 % des BIP. Sollten mit der Energiewende keine negativen direkten oder indirekten Auswirkungen auf die Außenbilanz verbunden sein, wäre ein um den Multiplikatoreffekt vergrößerter Wachstumsbeitrag zu diagnostizieren.

383. Dem deutschen Exportüberschuss stehen spiegelbildlich in anderen Ländern negative Außenbeiträge gegenüber. Die bestehenden Ungleichgewichte

mögen noch tragbar sein, doch ist kaum zu erwarten, dass dies auch dann noch gilt, wenn Deutschland noch höhere Handelsbilanzüberschüsse erzielen sollte. Daher kann für die Zukunft kaum erwartet werden, dass der Außenbeitrag durch die Energiewende in den kommenden Jahren noch weiter steigen wird. Allerdings bedarf auch dieser Sachverhalt eingehender volkswirtschaftlicher Analysen, wobei nicht nur die internationalen Handels- und Dienstleistungsströme, sondern auch die anderen Komponenten der Zahlungsbilanz (z. B. laufende Übertragungen und Kapitalverkehr) einzubeziehen sind.

12.5 Empfehlungen

384. Es spricht einiges dafür, dass in den vergangenen Jahren der Umbau des Energiesystems in Deutschland mit deutlichen Wachstums- und Beschäftigungsimpulsen verbunden war. In den kommenden Jahren dürfte jedoch der positive Effekt des Außenbeitrags entfallen. Außerdem dürften die jährlichen EEG-Investitionen und laufenden erneuerbaren Energien Ausgaben voraussichtlich unter das Niveau der jährlichen EEG-Umlagen (abzüglich Marktwert EEG-Strom) fallen. Dies liegt

- an den tendenziell weiter steigenden jährlichen EEG-Umlagen
- an den sinkenden spezifischen Investitionsausgaben für EEG-Anlagen

Daher dürfte das mit dem EEG verbundene aggregierte gesamtwirtschaftliche Kreditvolumen in den kommenden Jahren sinken.

385. Es gibt daher plausible Gründe für die Vermutung, dass sich der bisher positive Wachstums- und Arbeitplatzeffekt in sein Gegenteil kehrt. Die Situation wäre volkswirtschaftlich gleichbedeutend damit, dass die öffentlichen Haushalte mehr Steuern einnehmen als Ausgaben tätigen und damit ihre Schulden abbauen.

386. Um allfällige negative Wachstumseffekte der Energiewende zumindest vorübergehend umzukehren, bräuchte es einen neuen gesamtwirtschaftlichen Nachfrageimpuls. Man könnte hier etwa an Programme zur Förderung der Energieeffizienz, zur Förderung von Speichern und der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe / Elektromobilität denken. Wegen der Schuldenbremse kämen vermutlich nur Finanzierungskonzepte in Frage, die ähnlich wie beim EEG nicht direkt über die öffentlichen Haushalte erfolgen. Auf langfristige Sicht

werden allerdings auch hier spätere Generationen die finanziellen Lasten begleichen müssen – der volkswirtschaftliche Gegenwartsvorteil wird also in gewisser Weise durch künftige volkswirtschaftliche Wachstumseinbußen „erkauft“.

387. Die Energiewendekommission empfiehlt der Bundesregierung, die Beurteilung der gesamtwirtschaftlichen Effekte der Energiewende in ihren künftigen Monitoring- und Fortschrittsberichten stärker an Hand von makroökonomischen Überlegungen zu orientieren, wie das vorstehend skizziert ist. Außerdem sollte sich die Bundesregierung darum bemühen, beim langfristigen Umbau des Energiesystems und der Ausgestaltung der Instrumente die komplexe Dynamik der gesamtwirtschaftlichen Wirkungen explizit zu berücksichtigen.

13 Gesellschaftliche Wirkungen der Energiewende

Das Wichtigste in Kürze

Akzeptanz lediglich im Sinne einer positiven Bewertung durch den Bürger und eines ausbleibenden Widerstands gegen Energiewendeprojekte zu verstehen, greift zu kurz. Die Expertenkommission empfiehlt, den Akzeptanzbegriff mit Blick auf die Energiewende geeignet zu präzisieren und daran anknüpfend eine Bewertung der Situation vorzunehmen.

In ihrem Fortschrittsbericht 2014 präsentiert die Bundesregierung eine selektive Auswahl an Befragungsergebnissen, die allgemein hohe Zustimmungswerte zur Energiewende erkennen lassen – wenngleich mit abnehmender Tendenz. Mehr als zwei Drittel der Bürger äußern sich immer noch positiv zur Energiewende, auch wenn sie nach eigener Einschätzung aktuell die größten Lasten selbst tragen. Allerdings zeigen viele Umfragen auch eine Unzufriedenheit mit der Umsetzung der Energiewende.

Der seitens der Bundesregierung hervorgehobene Zusammenhang von Akzeptanz und der Entwicklung der Energiekosten ist durch Studien belegt, greift aber aus Sicht der Expertenkommission zu kurz. Es spielen alle Ziele des energiepolitischen Zieldreiecks - Bezahlbarkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit – eine Rolle. Hinzu kommen ein (eventuell nicht vorhandenes) Vertrauen in die Akteure der Energiewende sowie ein (gefühltes) Gerechtigkeitsdefizit. Hier könnte eine stärkere Einbindung der Bürger (Partizipation) helfen.

Die zweite Ebene der Akzeptanzproblematik steht in Verbindung mit einzelnen Maßnahmen, etwa dem Bau einer Hochspannungsleitung. Solche Projekte erzeugen bei einigen Bürgern das Gefühl, zugunsten der Energiewende einen individuell besonderen Nachteil tragen zu müssen. Die Bundesregierung hat in ihrem Fortschrittsbericht 2014 neue Maßnahmen zur Steigerung der Akzeptanz konkreter Projekte der Energiewende angekündigt. Aus Sicht der Expertenkommission lassen die Vorschläge jedoch einen analytischen Unterbau vermissen und sind oftmals auch wenig konkret. In diesem Sinne sollte die Akzeptanz der Energiewende nicht allein auf Basis von Umfrageergebnissen betrachtet werden, sondern auch Untersuchungen zu tatsächlichem Handeln umfassen.

388. Die gesellschaftlichen Wirkungen der Energiewende sind ein zentrales Element für deren Erfolg oder Misserfolg. Die folgenden Ausführungen beschränken sich auf Fragen der gesellschaftlichen Akzeptanz. Daneben gibt es vielfältige Verteilungswirkungen, die von großer Bedeutung sind und in der Zukunft von uns eingehender behandelt werden. In der letzten Stellungnahme wurde bereits das Problem der Energiearmut diskutiert.

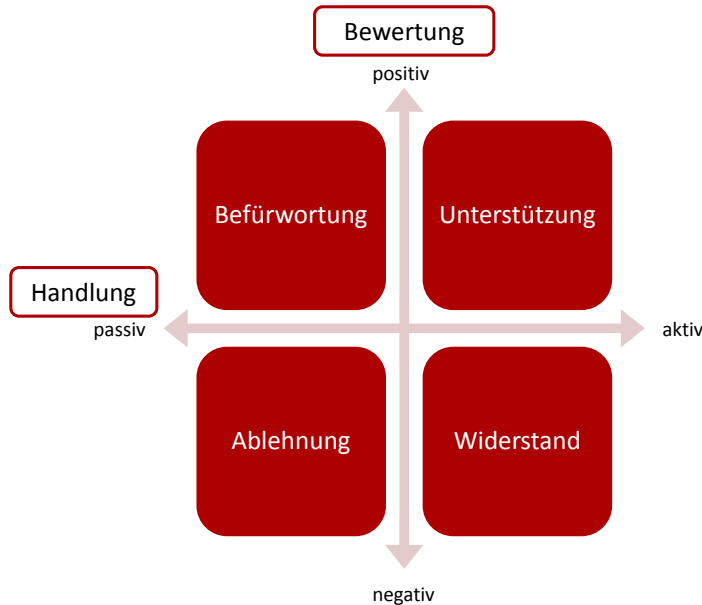
13.1 Definition der Akzeptanz

389. Der Expertenkommission fehlt eine eindeutige, allgemeingültige Definition des Begriffs „Akzeptanz“, denn die Interpretationen dieses Begriffs reichen von der „Bereitschaft, etwas zu akzeptieren“ (Duden) über eine „zunächst bejahende oder tolerierende Einstellung von Personen oder Gruppen gegenüber normativen Prinzipien oder Regelungen, auf materiellem Bereich gegenüber der Entwicklung und Verbreitung neuer Techniken oder Konsumprodukte [...], die dann auch das Verhalten und Handeln, in dem sich diese Haltung ausdrückt einschließt“ (Brockhaus, 1986) bis hin zur „Eigenschaft einer Innovation, bei ihrer Einführung positive Reaktionen der davon Betroffenen zu erreichen.“ (Endruweit und Trommsdorff, 1989).

390. In einer Studie wird herausgearbeitet, dass „Akzeptanz“ als unzureichend definiert gelten muss, der Begriff in bzw. von der Politik jedoch „lediglich im Sinne einer positiven Bewertung und ausbleibendem Widerstand seitens der Bürger verstanden“ wird (RWTH Aachen, 2014). Diese Sichtweise erscheint jedoch „zu eng“, denn „die einfache Unterscheidung von Unterstützung (Akzeptanz) einerseits und Widerstand (fehlende Akzeptanz) andererseits [erlaubt] keinen hilfreichen analytischen Zugang zu dem Problem [...], da wichtige Differenzierungen auf diese Weise unberücksichtigt bleiben. Hilfreicher ist es, Akzeptanz in verschiedene Kategorien aufzuschlüsseln, die auf zwei Achsen einmal nach positiver bzw. negativer Bewertung und weiter zwischen aktivem Handeln und passiver Duldung unterscheiden“ (Walk et al., 2011).

391. Die Verbindung aus negativer Bewertung und aktivem Handeln führt dann zu offenem und möglicherweise organisiertem Widerstand, dem am anderen Ende des Spektrums aktive Unterstützung für das Projekt gegenüber steht. Daraus ergeben sich vier mögliche Verhaltensweisen: Unterstützung – Befürwortung – Ablehnung – Widerstand. (siehe Abb. 13-1)

Abb. 13-1: Spektrum von Bewertung und Handlung



Quelle: Eigene Darstellung nach Schweizer-Ries et al. (2010)

392. Die Expertenkommission hatte bereits in ihrer Stellungnahme zum Monitoring-Bericht 2013 darauf hingewiesen, dass Akzeptanz auf mehreren Ebenen von Bedeutung ist, die über folgende Aspekte adressiert werden sollte:

- Die allgemeine Einstellung zur Energiewende in Deutschland,
- die Zufriedenheit mit der Umsetzung der Energiewende sowie
- die Zustimmung zur Umsetzung der Energiewende im eigenen Umfeld.

393. Unter weitergehender Berücksichtigung der genannten Spektren von Bewertung und Handeln empfiehlt die Expertenkommission der Bundesregierung deshalb zunächst eine Definition des Begriffs Akzeptanz vorzunehmen, um dann eine entsprechende Bewertung vorzunehmen.

13.2 Studienüberblick

394. Unterzieht man die im Fortschrittsbericht der Bundesregierung zitierten Befragungen einer tiefergehenden Analyse, stellt man fest, dass die Bundesregierung an vielen Stellen nur eine sehr selektive Auswahl der Befragungsergebnisse präsentiert.

Der Studie des Bundesamt für Naturschutz im Auftrag des BMUB (BMUB / BfN, 2014) zufolge findet das Statement „Die Energiewende - hin zu einer überwiegenden Versorgung aus erneuerbaren Energien – ist richtig“ eine Zustimmung von 56 %. Im Vergleich zur Befragung 2011 ist die Zustimmung jedoch um 7 Prozentpunkte gesunken und damit deutlich zurückgegangen. Als Hauptgrund wird die Strompreisdebatte genannt. Die Zahlen ergeben insgesamt ein Bild der Zustimmung zum Ausbau von einzelnen Technologien im Spektrum der erneuerbaren Energien, sind jedoch „nur bedingt als Akzeptanzwerte für konkrete Projekte interpretierbar, da dafür die spezifischen Vor-Ort-Bedingungen und die mögliche (wahrgenommene) Betroffenheit in Betracht kommen, die in dieser allgemeinen Befragung nicht berücksichtigt werden konnten. Außerdem muss beachtet werden, dass auch eine quantitativ relativ kleine Gruppe von Ablehnern (zum Beispiel 7 % im Falle von Windkraft an Land) im politischen Prozess, bei Genehmigungsverfahren und in den (lokalen) Massenmedien eine durchaus wahrnehmbare Oppositionswirkung entfalten können.“

In der Umfrage der Forschungsgruppe Wahlen im Auftrag des BDEW (Forschungsgruppe Wahlen, 2014) findet die Aussage „Die Energiewende ist wichtig oder sehr wichtig“ eine Zustimmung von 89 %. Trotz dieser Unterstützung der Energiewende sieht die Bevölkerung in Deutschland die Art der Umsetzung teilweise kritisch. Nur 42 % meinen, dass die Energiewende „sehr gut“ oder „gut“ vorankomme. 56 % sind der Auffassung, die Energiewende komme „weniger gut“ oder „gar nicht gut“ voran.

Auch in der Forsa-Umfrage im Auftrag des vzbv (Forsa, 2013) findet die Aussage „Das Ziel der Energiewende ist richtig“ eine Zustimmung von 82 %. Demgegenüber stellt die Studie aber auch Ergebnisse dar, die auf Akzeptanzprobleme schließen lassen. Der Begriff „Energiewende“ wird demnach vor allem mit erneuerbaren Energien und dem Atomausstieg assoziiert. Jeder Fünfte äußert spontan auch Kritik. Weiterhin fühlt sich nur rund ein Viertel der Bürger gut informiert darüber, was die Energiewende für ihn persönlich bedeutet. Auch in Bezug auf die Umsetzung der Energiewende gibt es aktuell etwas mehr Kritiker als Befürworter, wobei die Bürger das aktuelle Tempo des Ausbaus der erneuerbaren Energien eher zu langsam finden als zu schnell. Nach den Nachteilen der Energiewende befragt dominiert das Thema Preissteigerung. Interessant ist zudem, dass auch diejenigen, die sich intensiver mit dem Thema auseinandergesetzt haben, die gleichen Nachteile sehen wie die weniger gut Informier-

ten. Für mehr als zwei Drittel der Bürger überwiegen bei der Energiewende die Vorteile, auch wenn sie nach eigener Einschätzung aktuell die größten Lasten selbst tragen. Dennoch glaubt eine große Mehrheit, dass die Energiewende nur mit Einschränkungen umgesetzt werden kann. Leider geht die Bundesregierung auf diese zusätzlichen Erkenntnisse nicht ein und entwickelt daraus auch keine Strategie zum Umgang mit Akzeptanzdefiziten.

395. Neben diesen von der Bundesregierung zitierten Studien liegen weitere Studien zum Thema Akzeptanz der Energiewende vor, die im Fortschrittsbericht 2014 keine Berücksichtigung finden. Da die Kriterien, nach denen die Bundesregierung ihre Studienauswahl getroffen hat, nicht bekannt sind, sollen im Folgenden noch weitere Ergebnisse präsentiert werden, die insbesondere auch den Aspekt der Umsetzung der Energiewende im eigenen Umfeld adressieren und somit eine weitere Wirkungsebene von Akzeptanz der Energiewende in Deutschland beleuchten.

396. Eine Umfrage von TNS Emnid im Auftrag der Agentur für Erneuerbare Energien (TNS Emnid, 2014) bzw. im Auftrag der Initiative Erneuerbare Energien Jetzt! (TNS Emnid, 2013) ist der Frage nachgegangen, wie hoch die Akzeptanz von erneuerbaren Energien Anlagen in der unmittelbaren Nachbarschaft der Befragten ist. Demnach gaben in der aktuellen Umfrage (Stand 10/2014) 72 % der Befragten an, dass sie die Stromerzeugung mittels eines Solarparks in ihrer Nachbarschaft „gut“ oder „sehr gut“ fänden; 61 % würden Windkraftanlagen, 39 % Biogasanlagen in ihrer Umgebung gut/sehr gut heißen. Im Falle von Kraftwerken verringert sich die Zustimmung stark (Gas 27 %, Kohle 11 %, Atom 5 %). Eine deutlich höhere Akzeptanz herrscht bei denjenigen Befragten, die über eine „persönliche Vorerfahrung“ verfügen. Insgesamt zeigen die Ergebnisse, eine im Vergleich zu 2013 merklich gestiegene Akzeptanz für Solar-, Windkraft und Biomasse-Anlagen bei Befragten mit Vorerfahrung. Dennoch ist erkennbar, dass sich insgesamt rund ein Drittel der Befragten generell gegen erneuerbare Energien Anlagen in ihrer Umgebung aussprechen, wenngleich insgesamt 92 % der Befragten den Ausbau erneuerbarer Energien allgemein unterstützen.

397. Dieser vermeintliche Widerspruch kann zum Problem werden, weil bereits „eine quantitativ relativ kleine Gruppe von Ablehnern im politischen Prozess, bei Genehmigungsverfahren und in den (lokalen) Massenmedien eine

durchaus wahrnehmbare Oppositionswirkung entfalten können“, wie es in der Naturbewusstseinsstudie des BfN heißt. Auch die genannte VDI-Studie weist darauf hin, dass bei standortbezogenen Akzeptanzproblemen in erster Linie die aktiv ablehnend eingestellten Akteure wahrnehmbar sind. Der Anteil der Befragten, die eine erneuerbare Energien Anlage in ihrer Nachbarschaft ablehnen, besitzt folglich ein großes Potenzial zum bürgerlichen Protest und damit zu einer Verschärfung von Akzeptanzproblemen.

398. Eine weitere Studie, der GfK Global Green Index (GfK, 2014), identifiziert eine schwindende Akzeptanz für die Umsetzung der Energiewende. Die Autoren machen dies unter anderem an der Bereitschaft der Befragten fest, einen Aufpreis für Ökostrom zu bezahlen. Insgesamt 46 % würden zusätzliche Kosten für erneuerbaren Strom akzeptieren, das sind etwa 10 % weniger als 2011, dem Jahr der Fukushima-Katastrophe. Die Zustimmung für neue Stromtrassen im unmittelbaren Wohnumfeld ist laut der Studie ebenfalls stark rückläufig: 2011 waren es den Angaben zufolge 75 %, drei Jahre später nur noch 62 %. Die Akzeptanz für Windenergieanlagen in der Nachbarschaft ist im selben Zeitraum von mehr als 70 auf unter 60 % gesunken.

399. Diese Form der Ablehnung ausschließlich mit dem bekannten Nimby-Phänomen (Not in my backyard) erklären zu wollen, würde die Motivationsvielfalt hinter den Einwänden jedoch ausblenden. Zudem ist nicht definiert, wie weit sich der „backyard“ erstreckt. Studien zeigten, dass die Nähe oder Entfernung der eigenen Wohnung nicht mit Ablehnung oder Unterstützung korreliert. Vielmehr bewerten gerade diejenigen Bürger, die näher an Windenergieanlagen wohnen, diese positiver als weiter entfernt wohnende Bürger. Weiterhin können sich über die Dauer von Projekten die Einstellungen ändern: Zum Baustart ist die Ablehnung in der Regel größer – auch diese Dynamik erfasst der Nimby-Begriff nicht. Dieser wichtige Aspekt aus dem Themenfeld der Akzeptanz findet im Fortschrittsbericht 2014 leider keine Beachtung.

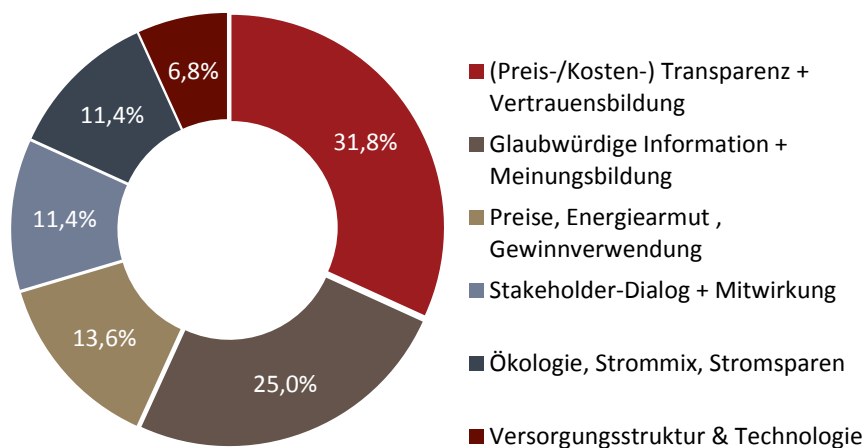
13.3 Akzeptanzproblematik aus Sicht der Expertenkommission

400. Aus Sicht der Expertenkommission sollten beim Thema Akzeptanz mehrere Ebenen unterschieden werden. Eine Ebene ist die Personengruppe, die einzelne Maßnahmen der Bundesregierung ablehnt, weil sie dadurch individuelle Nachteile erwartet und demnach aus Gründen der individuellen, negativen

empfundene Betroffenheit ablehnend reagiert. Eine andere Ebene stellen Personen dar, die generelle Vorbehalte gegenüber der Energiewende haben, ohne direkt und unmittelbar Nachteilen ausgesetzt zu sein. Die Lösung der Akzeptanzproblematik im Sinne einer Akzeptanzförderung dieser zweitgenannten Gruppe kann sich an den Zielen des energiepolitischen Zieldreiecks - Bezahlbarkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit - orientieren, und sollte um die Aspekte Vertrauen in die Akteure sowie die (gefühlte) Gerechtigkeit ergänzt werden.

401. Der Fortschrittsbericht 2014 der Bundesregierung sieht die generelle Akzeptanz der Energiewende zu einem großen Teil von der Bezahlbarkeit der Energie abhängig, wie dies auch in mehreren Akzeptanzstudien herausgearbeitet wird. Jüngste Befragungen der TU Berlin von Kunden mehrerer Stadtwerke in unterschiedlichen Regionen Deutschlands zeigen ein differenzierteres Bild: Stellt man die Frage nach der Bedeutung einzelner Aspekte für die Akzeptanz der Energiewende in einer offenen Form, so steht die Bezahlbarkeit an erster Stelle, gefolgt von Umwelt und Sicherheit (siehe Abb. 13-2). Gibt man jedoch in den Umfragen die Kriterien des Zieldreiecks in konkreten Formulierungen vor, so landet die Versorgungssicherheit mit weitem Abstand an erster Stelle. Dies lässt sich dahingehend interpretieren, dass die Bezahlbarkeit aus emotionaler Sicht derzeit das primäre Problem ist, während eine unzuverlässige Energieversorgung zurücksteht, weil kaum ein Bürger bisher entsprechende Erfahrungen machen müssen. Käme es allerdings einmal zu einer ernsthaften Versorgungskrise, wäre es wahrscheinlich schnell umgekehrt. Die Wahrnehmung von möglichen Versorgungsstörungen durch die Bevölkerung könnte sich als ein Damoklesschwert der Energiewende-Akzeptanz herausstellen.

Abb. 13-2: Relevanz von Aspekten der Elektrizitätsversorgung



Quelle: Gräbig und Preiß (2014); Ergebnisse eines explorativen Kunden-Workshops, den die TU Berlin gemeinsam mit einem Verteilnetzbetreiber in 2014 durchgeführt hatte. Dargestellt sind insgesamt 88 Nennungen auf die offene Frage: „Was motiviert Sie, sich für Kundenbeteiligung bei einem Stromnetzbetreiber zu interessieren?“

402. Daneben wird das Thema „Partizipation“ in Befragungen der TU Berlin sehr hoch gewichtet. Die Befragten bewerten dies sogar teilweise höher als den Umweltschutz, und dies unabhängig von der Art der Befragung. Die Sehnsucht vieler Bürger nach mehr Partizipation erklärt sich einerseits durch ein geringes Vertrauen in die Akteure der Energiewende (siehe Abb. 13-2), andererseits durch ein öffentlich empfundenes Transparenzdefizit einer zunehmend komplexen und schwer durchschaubaren Branche. Eventuell steht das Partizipationsbedürfnis auch in Verbindung mit einer gefühlten Gerechtigkeitslücke, die darauf beruhen könnte, dass die Normalbürger nicht über eine schlagkräftige Lobby verfügen, die sie vor „Ausbeutung durch die Rentensucher“ schützt (Olson-Argument der Rent-seeking-Society). Die Bundesregierung kann diesem Akzeptanzproblem entgegenwirken, indem sie standhafter als bisher Lobbyinteressen zurückweist, wobei dies natürlich öffentlich wahrnehmbar sein muss.

403. Einige Umfragen haben auch gezeigt, dass sich viele Befragte ein höheres Tempo bei der Umsetzung der Energiewende wünschen. Hier und in anderen Fällen kann das Monitoring der Energiewende einen Beitrag zur Akzeptanz

leisten, indem die Bundesregierung plausibel und nachvollziehbar darstellt, aus welchen Gründen ein höheres Tempo beim Ausbau der erneuerbaren Energien schwierig oder unmöglich ist. Ähnlich kann das Monitoring bei anderen öffentlich diskutierten Kritikpunkten vorgehen. Aus Sicht der unabhängigen Expertenkommission ist aber unbedingt darauf zu achten, dass die Bundesregierung den Monitoring-Prozess nicht zu einer Kampagne für ihre Energiepolitik benutzt. So etwas dürfte sehr schnell das Vertrauen zerstören, welches eine wesentliche Voraussetzung dafür ist, dass die Erklärungen der Bundesregierung zu den Schwierigkeiten und Konflikten bei der Umsetzung der Energiewende überzeugen.

404. Die zweite Ebene der Akzeptanzproblematik steht in Verbindung mit einzelnen Maßnahmen, etwa dem Bau einer Hochspannungsleitung, die bei einigen das Gefühl erzeugen, zugunsten der Energiewende einen individuell besonderen Nachteil tragen zu müssen. Die Bundesregierung hat in ihrem Fortschrittsbericht 2014 neue Maßnahmen zur Steigerung der Akzeptanz konkreter Projekte der Energiewende angekündigt. Aus Sicht der Expertenkommission lassen diese Vorschläge jedoch vielfach einen analytischen Unterbau vermissen und bleiben oftmals auch wenig konkret.

405. Die stärkere Einbeziehung der Öffentlichkeit beim Netzausbau über formelle Verfahren und informelle Dialoge können zu einem besseren Informationsfluss zwischen den Akteuren der Energiewende und den betroffenen Bürgern beitragen, aber es ist offen, ob dies auch die Akzeptanz umstrittener Projekte befördert. Die Expertenkommission empfiehlt der Bundesregierung, eine Untersuchung zu beauftragen mit dem Ziel, die mit Dialogen und ähnlichen „weichen“ Maßnahmen verbundenen Wirkungen auf Akzeptanz der Bürger zu analysieren. Dabei könnte vielleicht auch eine Erfolgskontrolle von Plakat- und Anzeigenaktionen erfolgen, um die Wirksamkeit solcher Aktionen in Zukunft zu verbessern.

406. Wenn man allerdings die Erkenntnis der BfN-Studie zugrunde legt, wonach bessere Information allein nicht ausreicht, um die Ablehnung einzelner Projekte zu überwinden, greifen Dialoge und ähnliches zu kurz. Es sollten die Gründe für die Betroffenheit konkreter Energiewende-Projekte stärker in den Mittelpunkt der Bemühungen gerückt werden. Dabei können gut durchdachte Partizipationskonzepte eventuell hilfreich sein, um die fehlende Akzeptanz zu

überwinden. Auf diese Weise konnte beispielsweise in vielen Fällen der Widerstand gegen Windparks im ländlichen Raum überwunden werden. Allerdings gibt es auch gegenteilige Erfahrungen. Die Bundesregierung sollte untersuchen lassen, ob dies an einem im konkreten Fall schlecht ausgestalteten Partizipationsmodell gelegen hat oder ob Partizipationsmodelle selbst unter bestimmten Bedingungen an Grenzen stoßen.

407. Zudem ist zu beachten, dass Umfragen zur Unterstützung der Energiewende auf Bewertungen basieren, denen nicht zwingend ein aktives Handeln der Befragten folgen muss. Einschätzungen werden nämlich in einem hypothetischen Kontext erhoben, kein Teilnehmer wird genötigt, sich tatsächlich entsprechend zu verhalten. Eine geäußerte positive Einstellung etwa zur Energiewende muss daher nicht zwingend bedeuten, dass die Bürger auch bereit sind, gegebenenfalls persönliche Einschränkungen für deren Umsetzung in Kauf zu nehmen. Reales, effektives Handeln kann also durchaus anders aussehen. Dieses mögliche Auseinanderfallen von bekundeten und offenbarten Präferenzen sollte in künftigen Überlegungen zur Akzeptanz berücksichtigt werden.

13.4 Verteilungsdimensionen

408. Während der Fortschrittsbericht 2014 keine gesonderten Ausführungen zu den Verteilungswirkungen der mit der Energiewende verbundenen Maßnahmen enthält, hatte die Expertenkommission im vergangenen Jahr eine ausführliche Analyse von zwei Verteilungsaspekten vorgelegt. Neben der besonderen Ausgleichsregelung zugunsten der energieintensiven Industrie wurden die Auswirkungen steigender Energieausgaben auf die privaten Haushalte sowie die damit verbundene Gefahr der Energiearmut diskutiert.

409. Die Expertenkommission ist der Ansicht, dass sich die möglichen Verteilungswirkungen der Energiewende nicht allein auf die beiden vorstehenden Aspekte beschränken. Der Expertenkommission ist bewusst, dass es auch nicht-monetäre oder indirekt wirkende Verteilungseffekte gibt. Wenn man das Thema gleichwohl auf den monetären Aspekt beschränkt, gelangt man zumindest auf die folgenden Problembereiche:

- **Energieintensive Branchen:** Die Verteilungswirkungen werden von einem breiten Spektrum von Instrumenten beeinflusst. Dazu gehört nicht nur die

gerade neu geregelte besondere Ausgleichsregelung, sondern auch Stromsteuerrabatte, reduzierte Netzentgelte, Ausgleich von emissionshandelsbedingten Strompreiserhöhungen und vieles mehr. Der Fortschrittsbericht 2014 gibt unter Abschnitt III.4.1.5 eine Aufzählung der verschiedenen Maßnahmen, doch wäre eine systematische Wirkungsanalyse notwendig. Dabei sollten sowohl die aggregierte Wirkung der Maßnahmen auf einzelne Unternehmen wie auch eine vergleichende Wirkungsanalyse zwischen verschiedenen Unternehmen der gleichen Branche vorgenommen werden.

- Von Energiearmut betroffene Haushalte: Die Expertenkommission empfiehlt, den sogenannten „High Cost/Low Income“ (HCLI) Ansatz als Indikator zur Messung der Energiearmut zu verwenden. Demnach wird ein privater Haushalt als von Energiearmut gefährdet definiert, wenn sein Ausgabenanteil für Energie über den Medianausgaben und gleichzeitig sein verfügbares Äquivalenzeinkommen nach Abzug der Energieausgaben unterhalb der offiziellen Armutsgrenze von derzeit knapp 1.000 Euro/Monat liegt.
- Interpersonelle Verteilung: Bei den Verteilungswirkungen auf Haushalte ist nicht nur die Energiearmut zu thematisieren, sondern auch andere Aspekte wie beispielsweise die Verteilung der Energiewende-Kosten zwischen jungen und alten Personengruppen oder – wohl politisch noch wichtiger – zwischen Wohnungsbesitzern und Mietern.
- Verteilung zwischen Energieverbrauchern mit und ohne Eigenerzeugung: Dies stellt einen verteilungspolitisch potentiell besonders brisanten Sachverhalt dar. Mit der jüngsten EEG-Novelle wird die EEG-Umlage teilweise auch für die selbst verbrauchte Elektrizität erhoben. Der Fortschrittsbericht 2014 bewertet diese Neuregelung als „insgesamt ausgewogen“, doch sind die neuen Regelungen komplex mit diversen Ausnahmen und Sonder tatbeständen verbunden.
- Verteilung zwischen Stadt und Land: Über das EEG besteht weiterhin der Grundsatz fort, dass tendenziell die Bürger und Mieter in den Großstädten Milliardentransfers an die zumeist süddeutschen „Solarbauern“ leisten.

- Verteilung zwischen Bundesländern: Der BDEW veröffentlicht regelmäßig Nettotransfers zwischen Bundesländern, die mit dem EEG verbunden sind (zuletzt am 24.02.2014). Im Jahr 2013 betrug der Saldo der EEG-Zahlungsströme für Nordrheinwestfalen – 3 Mrd. Euro und für Bayern + 1 Mrd. Euro. Das sind durchaus verteilungspolitisch relevante Größenordnungen.
- Verteilung innerhalb der Elektrizitätswirtschaft: Die im Rahmen der Energiewende ergriffenen bzw. geplanten Maßnahmen sind auch mit Verteilungseffekten innerhalb der Elektrizitätswirtschaft verbunden. Man denke an die Auswirkungen von Market Splitting, Merit-Order-Effekt und eventuell den Kapazitätsmarkt.

Diese Übersicht zeigt, dass in den künftigen Monitoring-Berichten auf diese unterschiedlichen Aspekte eingegangen werden sollte. Hierzu sind gegebenenfalls gesonderte Untersuchungsaufträge zu prüfen.

14 Literatur

- AbLaV, 2012. Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten. Bundesregierung, Berlin.
- Angrist, J.D., Pischke, J.-S., 2010. The Credibility Revolution in Empirical Economics: How Better Research Design is Taking the Con out of Econometrics. *Journal of Economic Perspectives* 24, S. 3–30.
- BAFA, 2014. Website des BAFA: Heizen mit Erneuerbaren Energien. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle.
- BAYRVR, 2014. Staatsregierung: Gesetzentwurf zur Änderung der Bayerischen Bauordnung (BayBO) und des Gesetzes über die behördliche Organisation des Bauwesens, des Wohnungswesens und der Wasserwirtschaft (OrgBauWasG) eingebracht. Abrufbar unter <http://bayrvr.de/2014/05/27/staatsregierung-gesetzentwurf-zur-aenderung-der-bayerischen-bauordnung-baybo-und-des-gesetzes-ueber-die-behoerdliche-organisation-des-bauwesens-des-wohnungswesens-und-der-wasserwirtschaft-orgbauw-eing> [20.11.2014].
- BDH, 2011. Wechselwirkungen von EnEV und EEWärmeG. Bundesverband Deutschland Haus-, Energie- und Umwelttechnik e.V.
- Bickel, P., Kelm, T., 2013. Evaluierung der inländischen KfW-Programme zur Förderung Erneuerbarer Energien im Jahr 2012. Stuttgart, 2013.
- BlmschG Änderung, 2014. Gesetzentwurf der Bundesregierung. Entwurf eines Zwölften Gesetzes zur Änderung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes. Deutscher Bundestag, Drucksache 18/2442 18. Wahlperiode, 01.09.2014.
- Biokraft-NachV, 2012. Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung vom 30. September 2009 (BGBl. I S. 3182), die zuletzt durch Artikel 2 der Verordnung vom 26. November 2012 (BGBl. I S. 2363) geändert worden ist.
- BMBF, 2012. Bundesbericht Forschung und Innovation 2012. Bundesministerium für Bildung und Forschung.
- BMBF, 2014. Bundesbericht Forschung und Innovation 2014. Bundesministerium für Bildung und Forschung.
- BMF, 2013. Achtzehnter bis Vierundzwanzigster Subventionsbericht. Berichte der Bundesregierung über die Entwicklung der Finanzhilfen des Bun-

- des und der Steuervergünstigungen für die Jahre 1999 - 2014. Bundesministerium der Finanzen, Berlin.
- BMU, 2012a. Erfahrungsbericht zum Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG-Erfahrungsbericht). Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin.
- BMU, 2012b. Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Leitstudie 2012.
- BMU, 2014. Marktanreizprogramm für erneuerbare Energien im Wärmemarkt, Bilanz 2013. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Abrufbar unter <http://www.erneuerbare-energien.de> [20.11.2014].
- BMUB, 2014a. Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 - Eckpunkte des BMUB. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, Berlin.
- BMUB, 2014b. Aktionsprogramm Klimaschutz 2020, Entwurf vom 12.11.2014. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, Berlin.
- BMUB / BfN, 2014. Naturbewusstsein 2013 - Bevölkerungsumfrage zu Natur und biologischer Vielfalt, Berlin/Bonn. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit und Bundesamt für Naturschutz.
- BMVBS, 2013a. Maßnahmen zur Umsetzung der Ziele des Energiekonzepts im Gebäudebereich: Zielerreichungsszenario.
- BMVBS, 2013b. Die Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung (MKS). Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung.
- BMWi, 2013a. Evaluierung wirtschaftspolitischer Fördermaßnahmen als Element einer evidenzbasierten Wirtschaftspolitik. Wissenschaftlicher Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie.
- BMWi, 2013b. Bundesbericht Energieforschung 2013. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie.
- BMWi, 2014a. Monitoring „Energiewende“ - Erster Fortschrittsbericht. ENTWURF (Stand: 12. November 2014). Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.
- BMWi, 2014b. Zentrale Vorhaben Energiewende für die 18. Legislaturperiode (10-Punkte-Energie-Agenda des BMWi). Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.

- BMWi, 2014c. Herausforderungen für eine kosteneffiziente Energiewende. Abrufbar unter <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Erneuerbare-Energien/eeg-reform,did=616830.html> [03.03.2014]. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.
- BMWi, 2014d. Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), Stand: August 2014. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.
- BMWi, 2014e. Ein Strommarkt für die Energiewende. Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch). Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin.
- BMWi, 2014f. Bundesbericht Energieforschung 2014. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.
- BMWi, 2014g. EEG in Zahlen: Vergütungen, Differenzkosten und EEG-Umlage 2000 bis 2015. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Abrufbar unter http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/eeg-in-zahlen-xls.xlsx;jsessionid=CBE70257B4CA218E583C9F844C6E8A46?__blob=publicationFile&v=4 [11/2014].
- BMWi, 2014h. Erneuerbare Energien im Jahr 2013. Erste vorläufige Daten zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland auf der Grundlage der Angaben der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat). Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin.
- BMWi / BMU, 2010. Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, Berlin, 28. September 2010. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie und Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- BNetzA, 2014a. Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur. Bundesnetzagentur, Bonn, Abrufbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerkliste/Kraftwerkliste_2014.xlsx [07/2014].
- BNetzA, 2014b. Veröffentlichung Zu- und Rückbau - Kraftwerkliste. Bundesnetzagentur, Bonn, Abrufbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerkliste/Kraftwerkliste_2014.xlsx

- ebie-
te/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerkliste/Veroeff_zuUndRueckbau_2014.xls [07/2014].
- BNetzA, 2014c. EnLAG-Monitoring. Stand zum Ausbau von Energieleitungen nach dem Energieleitungsausbaugesetz zum dritten Quartal 2014. Bundesnetzagentur, Bonn.
- BNetzA, 2014d. Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a Absatz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes zu den Erfahrungen mit der Anreizregulierung. Drucksache 18/536, Deutscher Bundestag. Bundesnetzagentur, abrufbar unter <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/18/005/1800536.pdf> [11/2014].
- BNetzA/BKartA, 2013. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, Bonn.
- Böhringer, C., 1999. Die Kosten von Klimaschutz - Eine Interpretationshilfe für die mit quantitativen Wirtschaftsmodellen ermittelten Kostenschätzungen, Zeitschrift für Umweltpolitik und Umweltrecht (ZfU) (22)3, 369-384.
- Brockhaus, 1986. Brockhaus. 24 Bände, 19. Auflage, Mannheim, 1986.
- Bundesrat, 2011. Gesetz zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Bundesrat Drucksache 392/11 (Beschluss), 08.07.2011.
- Bundesregierung, 2009. Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung.
- BVK, 2014. BVK-Statistiken. Abrufbar unter http://www.bvkap.de/privateequity.php/cat/42/title/Aktuelle_Statistiken[06.03.2014]. Bundesverband Deutscher Kapitalbeteiligungsgesellschaften e.V.
- CEPS, 2014. Composition and Drivers of Energy Prices and Costs in Energy Intensive Industries, Final Report for the European Commission.
- Cludius, J., Hermann, H., Matthes, F., Graichen, V., 2014. The Merit Order Effect of Wind and Photovoltaic Electricity Generation in Germany 2008-2016: Estimation and Distributional Implications. Ökoinstitut e.V. Abrufbar unter <http://www.oeko.de/oekodoc/2025/2014-610-en.pdf> [11/2014], Berlin.

- Dechezleprêtre, A., Gennaioli, C., Martin, R., Muûls, M., 2014. Searching for carbon leaks in multinational companies, Centre for Climate Change Economics and Policy Working Paper No. 187.
- dena, 2013. Strategieplattform Power to Gas, Eckpunktepapier: Der Beitrag von Power to Gas zur Erreichung der energiepolitischen Zielstellungen im Kontext der Energiewende, Berlin.
- Destatis, 2012a. Staatliche Haushalte: Einnahmen der Stadtstaaten aus Konzessionsabgaben 2000 bis 2009. Wiesbaden, 2012. Statistisches Bundesamt.
- Destatis, 2012b. Jahresrechnungsergebnisse der kommunalen Haushalte. Aufgabenbereich Wirtschaftliche Unternehmen, allgemeines Grund- und Sondervermögen, Einnahmen aus Konzessionsabgaben. Wiesbaden, 2012. Statistisches Bundesamt.
- Destatis, 2014a. Staat & Gesellschaft - Wohnen: Haushalte zur Miete und im Wohneigentum nach Anteilen und Wohnfläche. Statistisches Bundesamt.
- Destatis, 2014b. Gesamtwirtschaft und Umwelt - Außenhandel. Statistisches Bundesamt, Wiesbaden. Abrufbar unter <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesamtwirtschaftUmwelt/Aussenhandel/Handelswaren/Aktuell.html> [22.11.2014].
- Destatis, 2014c. Erhebung über Stromabsatz und Erlöse der Elektrizitätsversorgungsunternehmen im Jahr 2013. Statistisches Bundesamt, Wiesbaden.
- Destatis, 2014d. Finanzen und Steuern. Stromsteuern. Fachserie 14 Reihe 9.7. Statistisches Bundesamt, Wiesbaden.
- DIW, 2014. Verkehr in Zahlen 2013/14. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Berlin.
- Ecofys / Fraunhofer ISI, 2014. Strompreise und ihre Komponenten - ein internationaler Vergleich.
- EEG, 2014. Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das durch Artikel 4 des Gesetzes vom 22. Juli 2014 (BGBl. I S. 1218) geändert worden ist.
- EEG Erfahrungsbericht, 2014. Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG. Vorhaben IIc Solare Strahlungsenergie, Wissenschaftlicher Bericht. im Auftrag des Bundesminis-

- teriums für Wirtschaft und Energie, Stuttgart, Kassel, Hannover, Nürnberg.
- Einig, K., Zaspel, B., 2013. Windkraft-Anlagendichte in Raumordnungsgebieten im Spiegel des Raumordnungsplan-Monitors. Vortrag beim 5. Dresdener Flächennutzungssymposium, Dresden. 05.06.2013.
- Einig, K., Zaspel-Heisters, B., 2014. Windenergieanlagen und Raumordnungsgebiete, BBSR-Analysen KOMPAKT: Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR, Hrsg.), 2014.
- e-mobil, 2014. Landesagentur für Elektromobilität Brennstoffzellentechnologie Baden-Württemberg GmbH, Cluster Brennstoffzelle BW c/o e-mobil BW GmbH, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH: Die Rolle von Wasserstoff in der Energiewende. Entwicklungsstand und Perspektiven, Stuttgart.
- Endruweit, G., Trommsdorff, G., 1989. Das Wörterbuch der Soziologie. UVK Verlagsgesellschaft, 1. Auflage, Konstanz 1989.
- EnEV, 2014. Zweite Verordnung zur Änderung der Energieeinsparverordnung.
- EPO, 2013. EPO Worldwide Patent Statistical Database (PATSTAT). Abrufbar unter http://www.epo.org/searching/subscription/raw/product-14-24_de.htm [06.03.2014]. Europäisches Patentamt.
- EREC, 2014. Datenbank des Green-X-Projekts des European Renewable Energy Council. European Renewable Energy Council, Herunterladbar unter www.green-x.at/RS-potentials-overview.php [11/2014].
- EU-Kommission, 2013. Staatliche Beihilfe SA.33995 (2013/C) (ex 2013/NN) – Deutschland. Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und Begrenzung der EEG-Umlage für energieintensive Unternehmen. Europäische Kommission. Abrufbar unter http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/251153/251153_15_01211_15_2.pdf [11/2014], Brüssel.
- EU-Kommission, 2014a. Verfahren für die Berechnung der Lebenszyklustreibhausgasintensität von Kraftstoffen und Energieträgern und die Berichterstattung darüber durch Kraftstoffanbieter zu dem Vorschlag für eine Richtlinie des Rates zur Festlegung von Berechnungsverfahren und Anforderungen an die Berichterstattung gemäß der Richtlinie 98/70/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über die Qualität von Otto- und Dieselmotoren. COM(2014) 617 final/2 ANNEXES 1 to 4, Brüssel.

- EU-Kommission, 2014b. Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020 (2014/C 200/01) (Amtsblatt der Europäischen Union). Europäische Kommission, Brüssel.
- EU-Kommission, 2014c. Energy Prices and Cost Report.
- EU-Kommission, 2014d. Energy Economic Developments in Europe.
- EUWID, 2014. Neue Energien, Kalkulation der EEG-Umlage: ÜNB erwarten Erneuerbaren-Zubau von 6,9 GW im Jahr 2015. Ausgabe vom 22.10.2014, Jahrgang 7.
- EWK, 2012. Löschel, A., Erdmann, G., Staiß, F., Ziesing, H.-J.: Stellungnahme zum ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2011, Expertenkommission zum Monitoring-Prozess Energie der Zukunft. Berlin, Mannheim, Stuttgart.
- EWK, 2014. Löschel, A., Erdmann, G., Staiß, F., Ziesing, H.-J.: Stellungnahme zum ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2012, Expertenkommission zum Monitoring-Prozess Energie der Zukunft. Berlin, Mannheim, Stuttgart.
- Fleury, A., Filter, S., Güthert, C., 2011. Energieszenarien aus der Sicht eines Energieversorgungsunternehmens, in: Dieckhoff, C., Fichtner, W., Grunwald, A., Meyer, S., Nast, M., Nierling, L., Renn, O., Voß, A., Wietzel, M. (Eds.), Energieszenarien Konstruktion, Bewertung Und Wirkung - "Anbieter" Und "Nachfrager" Im Dialog. KIT Scientific Publishing, Karlsruhe.
- Flues, F., Lutz, B., 2014. The Effect of Electricity Taxation on the German Manufacturing Industry, Mimeo, ZEW, Mannheim.
- Forsa, 2013. Forsa im Auftrag des Verbraucherzentrale Bundesverband, Verbraucherinteressen in der Energiewende – Ergebnisse einer repräsentativen Befragung.
- Forschungsgruppe Wahlen, 2014. BDEW-Energiemonitor: Das Meinungsbild der Bevölkerung, Pressemitteilung: BDEW-Umfrage: Große Mehrheit unterstützt die Energiewende - Umsetzung wird kritisch beurteilt.
- FORUM, 2002. Energiemodelle zum Kernenergieausstieg in Deutschland. Effekte und Wirkungen eines Verzichts auf Strom aus Kernkraftwerken, Heidelberg: Physica.
- Fraunhofer IWES, 2014. Windenergie Report Deutschland 2013.

- Frontier Economics / EWI, 2010. Energiekosten in Deutschland - Entwicklungen, Ursachen und internationaler Vergleich. Endbericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi).
- GfK, 2014. GfK Global Green Index, Nürnberg. Abrufbar unter: <http://www.gfk.com/de/news-und-events/presse/pressemitteilungen/seiten/zustimmung-zur-energiewende-sinkt.aspx>.
- Gräbig, M., Preiß, S., 2014. How to implement customer participation within distribution system operators (DSOs). 14th IAAE European Energy Conference, Rom, 31.10.2014.
- Grösche, P., Schmidt, C.M., Vance, C., 2013. Identifying Free-riding in Home Renovation Programs Using Revealed Preference Data, *Journal of Economics and Statistics (Jahrbuecher fuer Nationaloekonomie und Statistik)* (233)5-6, 600-618.
- Grunwald, A., 2011. Der Lebensweg von Energieszenarien - Umriss eines Forschungsprogramms, in: Dieckhoff, C., Fichtner, W., Grunwald, A., Meyer, S., Nast, M., Nierling, L., Renn, O., Voß, A., Wietschel, M. (Eds.), *Energieszenarien Konstruktion, Bewertung Und Wirkung - "Anbieter" Und "Nachfrager" Im Dialog*. KIT Scientific Publishing, Karlsruhe.
- Grunwald, A., 2014. (Hrsg.) *Zur Interpretation von Energieszenarien (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft)*. München: Herbertz Utz Verlag 2014.
- GWS / EWI / Prognos, 2014. Gesamtwirtschaftliche Effekte der Energiewende (Endbericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)). Osnabrück / Köln / Basel.
- Handelsblatt, 2014. Stromtransport wird teurer. Netzbetreiber erhöhen 2015 Gebühren. Herunterladbar unter <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/stromtransport-wird-teurer-netzbetreiber-erhoehen-2015-gebuehren/10873620.html> [11/2014].
- Harrison, G.W., List, J.A., 2004. Field Experiments, *Journal of Economic Literature* Vol. XLII, 1009-1055.
- Hitaj, C., Schymura, M., Löschel, A., 2014. The Impact of a Feed-In Tariff on Wind Power Development in Germany. ZEW Discussion Paper, Nr. 14-035.

- ICCT, 2014. From Laboratory to Road - a 2014 Update of Official and "real-world-" Fuel Consumption and CO₂ Values for Passenger Cars in Europe.
- IEA, 2014. IEA Energy Technology RD&D Statistics. Abrufbar unter http://stats.oecd.org/BrandedView.aspx?oecd_bv_id=enotech-data-en&doi=data-00488-en [04.11.2014]. International Energy Agency.
- IEK-STE, 2012. Wirkungen der Förderprogramme „Energieeffizientes Bauen“, „Energieeffizient Sanieren“ und „Energieeffiziente Infrastruktur“ der KfW auf öffentliche Haushalte: Förderjahr 2011. Institut für Energie- und Klimaforschung, Systemforschung und technologische Entwicklung.
- IE Leipzig, 2014a. Mittelfristprognose zur EEG-Stromeinspeisung bis 2019. Leipziger Institut für Energie GmbH.
- IE Leipzig, 2014b. Vorhaben Iie „Stromerzeugung aus Windenergie“ zur Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG im Auftrag des BMWi, Leipzig Juli 2014.
- IER / IZT, 2014. Evaluation ausgewählter Maßnahmen zur Energiewende.
- IER / RWI / ZEW, 2010. Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030, Energieprognose 2009. Essen, Mannheim, Stuttgart.
- Ifeu / IWU, 2003. Beiträge der EnEV und des KfW-CO₂ - Gebäudesanierungsprogramms zum Nationalen Klimaschutzprogramm (No. FKZ 203 42 191). Institut für Wohnen und Umwelt (IWU), Institut für Energie- und Umweltforschung (Ifeu), Darmstadt, Heidelberg.
- ISI, IFAM, Prognos, Ifeu, HfWU, 2014. Ausarbeitung von Instrumenten zur Realisierung von Endenergieeinsparungen in Deutschland auf Grundlage einer Kosten-/Nutzen-Analyse. Wissenschaftliche Unterstützung bei der Erarbeitung des Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz (NAPE) (No. Projekt BfEE 01/2014). Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung, Fraunhofer Institut für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung, ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH, Prognos AG, Hochschule für Wirtschaft und Umwelt.
- IWR, 2014. Meldung vom 9.10.2014 Energiewende am Wärmemarkt: Nachfrage nach Fördergeldern bricht 2014 ein. Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien. Abrufbar unter <http://www.iwr.de> [9.10.2014].

- IWU / BEI, 2011. Monitoring der KfW-Programme „Energieeffizient Sanieren“ 2010 und „Ökologisch / Energieeffizient Bauen“ 2006 - 2010. Institut Wohnen und Umwelt GmbH, Bremer Energie Institut, Darmstadt, Bremen.
- IWU / BEI, 2012. Monitoring der KfW-Programme „Energieeffizient Sanieren“ und „Energieeffizient Bauen“ 2011. Institut Wohnen und Umwelt GmbH, Bremer Energie Institut, Darmstadt, Bremen.
- IWU / IFAM, 2013. Monitoring der KfW-Programme „Energieeffizient Sanieren“ und „Energieeffizient Bauen“ 2012. Institut Wohnen und Umwelt GmbH, Fraunhofer-Institut für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung, Darmstadt, Bremen.
- Junginger, M., van Sark, W., Faaij, A., 2010. Technological Learning in the Energy Sector: Lessons for Policy, Industry and Science. Edward Elgar Publishing Ltd.
- KfW, 2014. Website der KfW: Förderprodukte für Bestandsimmobilien.
- Lehr, U., Mönnig, A., Wolter, M.I., Lutz, C., Schade, W., Krail, M., 2011. Die Modelle ASTRA und PANTA RHEI zur Abschätzung gesamtwirtschaftlicher Wirkungen umweltpolitischer Instrumente - ein Vergleich.
- Madlener, R., Hauertmann, M., 2011. Rebound effects in German residential heating: Do ownership and income matter?, FCN Working Paper No. 2/2011, Aachen, Germany.
- NAPE, 2014. Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.
- NOW, 2014. Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie: Ein Portfolio von Antriebssystemen für Europa: Eine faktenbasierte Analyse.
- NREAP, 2010. Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. Abrufbar unter http://ec.europa.eu/energy/renewables/action_plan_en.htm.
- Oberndorfer, U., Alexeeva-Talebi, V., Löschel, A., 2010. Understanding the Competitiveness Implications of Future Phases of EU ETS on the Industrial Sectors.
- Öko-Institut, 2013. Politikszenerarien für den Klimaschutz VI - Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030. Studie im Auftrag des Umwelt-

- bundesamtes. Umweltbundesamt Climate Change Series 04/2013. Dessau-Roßlau.
- Öko-Institut, 2014. Aktueller Stand der KWK-Erzeugung (September 2014). Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.
- Öko-Institut / Fraunhofer ISI, 2014. Klimaschutzszenario 2050 - 1. Modellierungsrunde. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit.
- Petrick, S., Wagner, U.J., 2014. The Impact of Carbon Trading on Industry: Evidence from German Manufacturing Firms. Kiel Institute for the World Economy, Working Paper 1912.
- Popp, D., Newell, R.G., Jaffe, A.B., 2009. Energy, The Environment, And Technological Change, Handbooks in Economics, Volume 2, Burlington: Academic Press.
- Prognos / EWI / GWS, 2010. Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Studie für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Basel/Köln/Osnabrück, 27. August 2010. Prognos AG, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH.
- Prognos / EWI / GWS, 2014. Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose (No. Projekt Nr. 57/12 Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie). Prognos AG, EWI - Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH.
- Prognos, Fraunhofer IFAM, IREES, BHKW-Consult, 2014. Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.
- R2B, 2013. Jahresprognose 2014 und Mittelfristprognose bis 2018 zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG geförderten Kraftwerken im Auftrag der 50Hertz Transmission GmbH. Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, Transnet BW GmbH, Köln, November 2013.
- ResKV, 2013. Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung einer Netzreserve sowie zur Regelung des Umgangs mit geplanten Stilllegungen von Energieerzeugungsanlagen zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems. Bundesregierung, Berlin.

- RWTH Aachen, 2014. Standortbezogene Akzeptanzprobleme in der deutschen Industrie- und Technologiepolitik – Zukünftige Herausforderungen der Energiewende, im Auftrag des VDI e.V. / VDI Technologiezentrum GmbH, RWTH Aachen (Hrsg), Aachen.
- Schönfelder, M., Jochem, P., Fichtner, W., 2011. Energiesystemmodelle zur Szenarienbildung – Potenziale und Grenzen, in: Dieckhoff, C., Fichtner, W., Grunwald, A., Meyer, S., Nast, M., Nierling, L., Renn, O., Voß, A., Wietschel, M. (Eds.), Energieszenarien Konstruktion, Bewertung Und Wirkung - “Anbieter” Und “Nachfrager” Im Dialog. KIT Scientific Publishing, Karlsruhe.
- Schüle, D.R., Irrek, D.W., Nanning, S., Rudolph, F., Thomas, D.S., Schломann, B., Eichhammer, D.W., Breuer, T., Müller, M., 2011. Entwicklung von Methoden zur Evaluierung von Energieeinsparung. Umweltbundesamt.
- Schweizer-Ries, P., Rau, I., Zoellner, J., Nolting, K., Rupp, J., Keppler, D., 2010. Aktivität und Teilhabe – Akzeptanz Erneuerbarer Energien durch Beteiligung steigern, Projektabschlussbericht, Magdeburg/Berlin.
- SINTEF, 2010. Study on Estimation of Costs due to Electricity Interruptions and Voltage Disturbances. SINTEF Energie AS, SINTEF ENERGY Research.
- Stolte, C., 2012. Potenziale bei der EnEV. Umsetzung im Wohngebäudebestand.
- Stolte, C., Marcinek, H., Bigalke, U., Zeng, Y., 2013. Auswertung von Verbrauchskennwerten energieeffizient sanierter Wohngebäude. Begleitforschung zum dena - Modellvorhaben Effizienzhäuser. Deutsche Energie - Agentur GmbH (dena), Berlin.
- TECSON, 2014. Entwicklung der Heizölpreise in Deutschland. Abrufbar unter <http://tecson.de> [20.11.2014].
- TNS Emnid, 2013. Repräsentative Meinungsumfrage „Akzeptanz zu Erneuerbaren Energien 2013“ im Auftrag der Initiative Erneuerbare Energiewende Jetzt! (EEWJ!), Berlin.
- TNS Emnid, 2014. Repräsentative Meinungsumfrage „Akzeptanzumfrage 2014“ im Auftrag der Agentur für Erneuerbare Energien e.V., Berlin.
- Tuschinski, M., 2013. Bußgelder bei EnEV-Vergehen, in: Tuschinski, M. (Ed.), Chance Baubestand: Bestehende Bauten Energetisch Sanieren, Erweitern Und Umnutzen. Stuttgart.
- UBA, 2014a. Nationales Emissionsinventar, Inventory 2012, Submission 2014 v1.1.

- UBA, 2014b. Treibhausgasausstoß im Jahr 2013 erneut um 1,2 Prozent leicht gestiegen. Pressemitteilung Nr. 10/2014 vom 10.03.2014.
- UM BW, 2014. Gesetz zur Nutzung erneuerbarer Wärmeenergie in Baden-Württemberg. Entwurf (Stand: Juli 2014). Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg. Abrufbar unter <https://um.baden-wuerttemberg.de> [20.11.2014].
- ÜNB, 2014a. www.regelleistung.net/.
- ÜNB, 2014b. EEG-Mittelfristprognose der Übertragungsnetzbetreiber: Entwicklungen 2015 bis 2019 (Trend-Szenario). Abrufbar unter <http://www.netztransparenz.de/de/Jahres-Mittelfristprognosen.htm> [20.11.2014].
- ÜNB, 2014c. EEG-Jahresabrechnungen. Übertragungsnetzbetreiber, Abrufbar unter https://www.netztransparenz.de/de/EEG_Jahresabrechnungen.htm [11/2014].
- ÜNB, 2014d. KWKG-Jahresabrechnungen. Übertragungsnetzbetreiber, Abrufbar unter https://www.netztransparenz.de/de/KWK_Jahresabrechnungen.htm [11/2014].
- ÜNB, 2014e. Jahresabrechnung Offshore Umlage (§ 17F ENWG). Übertragungsnetzbetreiber, Abrufbar unter https://www.netztransparenz.de/de/Jahresabrechnung_OH-U.htm [11/2014].
- Walk, H., Keppler, D., Nölting, B., 2011. Die Suche nach Wegen für eine Energiewende in Ostdeutschland: Eine Herausforderung für die sozialwissenschaftliche Energieforschung. In: Keppler, D., Nölting, B., Schröder, C. (Hrsg.). Neue Energie im Osten - Gestaltung des Umbruchs. Perspektiven für eine zukunftsfähige sozial-ökologische Energiewende. Peter Lang Verlag: Wiesbaden, 49–71. 2011.
- Weltbank, 2014a. The World Bank, Indicator: Manufacturing, value added (% of GDP). Abrufbar unter <http://data.worldbank.org> [22.11.2014].
- Weltbank, 2014b. Worldbank World Development Indicators. Abrufbar unter <http://databank.worldbank.org/data/views/variableSelection/selectvariables.aspx?source=world-development-indicators> [04.11.2014]. Weltbank.

WIOD, 2014. World Input-Output Database. Abrufbar unter <http://www.wiod.org> [23.09.2014].

World Economic Forum, 2014. The Global Competitiveness Report 2014-2015.

Würzburg, K., Labandeira, X., Linares, P., 2013. Renewable generation and electricity prices: Taking stock and new evidence for Germany and Austria. *Energy Economics* 40 S159-S171.

Zaspel-Heisters, B., 2014. Länderöffnungsklausel im BauGB - Länderspezifische Mindestabstände für Windenergieanlagen und ihre räumlichen Auswirkungen : Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR), 2014.

Ziesing, H.-J., 2014. Gebäudebezogener Endenergieverbrauch in der Abgrenzung der EnEV nach Sektoren und Anwendungen 2008 bis 2013 basierend auf den Anwendungsbilanzen der AG Energiebilanzen.